



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID**



**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL:  
HIDRÁULICA Y ENERGÉTICA**

**ESCUELA DE INGENIEROS DE CAMINOS, CANALES Y  
PUERTOS**

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN SISTEMAS DE  
INGENIERÍA CIVIL**

**TESINA DE INVESTIGACIÓN**

**AJUSTE DE REGULADORES DE VELOCIDAD  
DE GRUPOS HIDROELÉCTRICOS EN REDES  
AISLADAS:  
CONSIDERACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD  
DEL AGUA Y DE LA TUBERÍA FORZADA.**

**Curso 2013/2014**

Autor:

**GUILLERMO MARTÍNEZ DE LUCAS**

Tutor:

José Ángel Sánchez Fernández





**Ajuste de Reguladores de Velocidad de Grupos Hidroeléctricos en redes aisladas:  
Consideración de la Elasticidad del Agua y de la Tubería Forzada**

Guillermo Martínez de Lucas

---



# **DOCUMENTO A**

## **REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**





## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>2. OBJETO.....</b>	<b>6</b>
<b>3. MOTIVACIÓN DEL TRABAJO .....</b>	<b>7</b>
<b>4. MODELOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....</b>	<b>8</b>
<b>MODELOS DE AGUA RÍGIDA .....</b>	<b>9</b>
<b>MODELOS ELÁSTICOS .....</b>	<b>9</b>
<b>MODELO DE CENTRAL EMPLEADO EN ESTE ESTUDIO .....</b>	<b>10</b>
<b>5. CONTROL DE SISTEMAS HIDROELÉCTRICOS .....</b>	<b>10</b>
<b>TEORÍA DE CONTROL CLÁSICA .....</b>	<b>11</b>
<b>CRITERIOS DE SINTONÍA PARA MODELOS DE AGUA RÍGIDA .....</b>	<b>12</b>
<b>CRITERIOS DE SINTONÍA PARA MODELOS ELÁSTICOS .....</b>	<b>14</b>
<b>TEORÍA DE CONTROL MODERNO .....</b>	<b>15</b>
<b>5. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>17</b>





## **1. INTRODUCCIÓN**

En el marco de los objetivos de la Unión Europea sobre política energética para 2020, las previsiones actuales indican un crecimiento en la participación de la generación eólica y solar en el sistema eléctrico, que llegaría a superar al 40% en dicho año, según los estudios realizados por Red Eléctrica de España. El carácter intermitente y la dificultad de predicción de estas fuentes de energía requieren la contribución de sistemas de generación flexibles que permitan su integración en el sistema eléctrico. Dentro de Europa, archipiélagos del mar Egeo o las propias islas canarias, suponen un reto en este aspecto, por tratarse de sistemas aislados en los que la rápida respuesta de las centrales hidroeléctricas es vital en la calidad del servicio suministrado.

En este contexto es preciso destacar una particularidad de estas configuraciones. A demás de tratarse de centrales que operan en isla en vez de operar conectadas a una red de gran potencia, no es difícil encontrar islas con grandes desniveles que exigen largas conducciones en presión, condicionante que no se contempla en los ajustes tradicionales de los controladores.

En la rapidez y flexibilidad de la respuesta de estas centrales tienen una influencia crítica los reguladores de velocidad de los grupos de estas centrales. Un ajuste óptimo de sus parámetros es necesario para que estas centrales contribuyan de manera eficaz a la regulación frecuencia-potencia del sistema y a la reposición del servicio en caso de incidentes en la red.

Varios son los tipos de controladores que se pueden aplicar a una central hidroeléctrica y muchas son las estrategias y técnicas desarrolladas en la literatura para la correcta sintonía del controlador. Dentro de los controladores uno de los más empleados, y por tanto propuesto para el presente trabajo, es el PID (proporcional, integral y derivativo). Mientras que para el ajuste de las ganancias del controlador las técnicas basadas en la teoría de control clásico presentan múltiples variantes y permiten la compresión de las diferentes dinámicas que se desarrollan en el modelo de central hidroeléctrica.

## **2. OBJETO**

El objetivo principal de este estudio es desarrollar unas recomendaciones relativas al ajuste de los reguladores de velocidad de los grupos hidroeléctricos en sistemas aislados y con conducciones en presión de gran longitud. Estas recomendaciones estarán basadas en el uso de una las técnicas de control clásico más versátiles y empleadas en el gobierno de centrales hidroeléctricas, el análisis de los autovalores y la ubicación de los polos. Mediante la situación estratégica de los polos que representan la respuesta dinámica del conjunto de la central hidroeléctrica y su regulador se pueden encontrar los



valores para las ganancias del controlador que reducen tanto el número de oscilaciones como el tiempo de establecimiento. Para ello, el estudio se basa en el empleo de un modelo no lineal, el cual es linealizado en torno a un punto de funcionamiento para poder aplicar las técnicas de control clásico. Los resultados obtenidos a partir de esta aproximación, necesaria para el cálculo de los polos, se extrapolan al modelo no lineal. Debido a algunas configuraciones de central, en las que éstas disponen de grandes tuberías forzadas, se ha tenido en cuenta la elasticidad del agua y de la tubería, dado que las ondas de presión asociadas influyeran en la respuesta dinámica de la planta y deben tenerse en cuenta en el criterio de sintonía.

### **3. MOTIVACIÓN DEL TRABAJO**

Dentro de las distintas técnicas de generación eléctrica que conviven en el mercado eléctrico, la producción hidroeléctrica ha desempeñado un papel vital a lo largo de la historia, ya que ha sido capaz de amoldarse a las necesidades de la demanda. En la actualidad, y debido a la incursión de la energía eólica en el mercado eléctrico, la generación hidroeléctrica contribuye a compensar las variaciones en la producción eólica debido a los regímenes irregulares de viento, y por tanto de producción, debido a la rápida respuesta que permiten las centrales hidroeléctricas. Así, el trabajo realizado por [1] estudia, en el ámbito de la isla de Gran Canaria, la operación conjunta del sistema hidroeléctrico, formado por una central reversible, con diversos parques eólicos, estableciendo unos criterios de operación óptima conjunta en función de las previsiones de demanda.

Es por ello que resulta interesante el estudio de pequeños sistemas aislados, con operación de centrales en isla, debido a la proliferación de este tipo de sistemas en lugares de todo el mundo. Se ha mencionado el caso de Gran Canaria, pero también encontramos otros ejemplos. Así, se encuentra el estudio de [2] que estudia la generación eléctrica de pequeñas islas del archipiélago griego con sistemas mixtos de generación eólica, hidroeléctrica y térmica, en el que efectúa estudios económicos para minimizar el gasto de combustibles fósiles, consiguiendo una generación térmica de tan solo el 10%. Por otro lado, los mismos autores estudian en [3] la producción eléctrica óptima con tan solo energía eólica e hidroeléctrica para pequeñas islas del mar Egeo. Otro ejemplo lo encontramos más lejos, en islas del sudeste asiático, en las que [4] realiza un estudio a cerca de la interacción de sistemas eólicos y solares con una central hidroeléctrica reversible, en las que ésta última ha de suplir las carencias energéticas de los otros sistemas, sin necesidad en ningún caso de otras centrales.

Las centrales hidroeléctricas estudiadas en los artículos mencionados no solo tienen la particularidad en cuanto al tipo de operación, en isla, sino que también tienen una particularidad topológica, la longitud de la tubería forzada. Los acusados desniveles





existentes en estas islas, algunas de ellas volcánicas, hacen posibles un muy buen aprovechamiento hidroeléctrico de los mismos. Para ello, es preciso disponer de tuberías forzadas extremadamente largas en las que los efectos elásticos no pueden ser omitidos cuando se modela el comportamiento dinámico de su central, tal como se indica [5], donde se afirma que los efectos de la elasticidad son notables para parámetros de Allievi inferiores a 2 pero son más importantes aún si este valor desciende por debajo de 1.

El control frecuencia – potencia es un aspecto de suma importancia en el diseño y operación de las centrales hidroeléctricas, ya que pequeñas variaciones de carga pueden desestabilizar el sistema, tal como se indica en [6], donde los autores hacen un estudio de estabilidad de una central hidroeléctrica en Grecia con dos chimeneas de equilibrio para pequeñas perturbaciones alrededor de su punto de funcionamiento. Este fenómeno se ve acentuado en el caso de centrales hidroeléctricas operando en isla, ya que éstas deben mantener la frecuencia de la red del sistema por sí solas. En este sentido, las centrales hidroeléctricas que operan en isla presentan ciertas particularidades como es el regulador isócrono o la nulidad del estatismo permanente. Por ello, en el caso de España, la legislación distingue entre el sistema peninsular y los sistemas insulares [7], en los que las limitaciones de las variaciones de frecuencia son algo más laxas, debido que dichas oscilaciones se encuentran normalmente en el rango comprendido entre 0,1 Hz y 2 Hz [8].

#### **4. MODELOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

Un modelo de central hidroeléctrica representa una herramienta muy valiosa para diferentes aplicaciones. Tanto en la fase preliminar de diseño de la central como durante la operación de la misma, el modelo permite establecer parámetros de diseño apropiados o estrategias de control para el seguimiento de los criterios de funcionamiento. Por tanto, son numerosas las representaciones de centrales propuestas en la literatura que permiten modelar su comportamiento dinámico. El objetivo para el que se elaboran los modelos resulta fundamental para determinar las hipótesis de partida y los condicionantes que conducen a un modelo o a otro. En el trabajo de [9] se resumen las ventajas de la elaboración de un modelo correcto de central:

- Obtener un conocimiento amplio y detallado del comportamiento físico de la central.
- Predecir el comportamiento de la central durante el diseño de un sistema de control, analizando la sensibilidad de los parámetros del controlador.
- Establecer criterios de sintonía para el ajuste de los parámetros del controlador y una rutina para su implantación en la central bajo condiciones de seguridad.



Por ello, es de suma importancia que el modelo sea un reflejo fiel del comportamiento real de la central, pues de modo contrario no sólo se perderían las ventajas que éstos proporcionan sino que se incurriría en importantes errores en la toma de decisiones.

Tal como se indica en [10], existen diversas formas para clasificar los modelos de central hidroeléctrica. Inicialmente se distinguen los modelos lineales y los modelos no lineales. A su vez estos modelos se pueden subdividir en modelos con chimenea de equilibrio o modelos que no incluyen la chimenea de equilibrio. Y por último se propone una última división en modelos con columna de agua rígida y modelos que contemplan el comportamiento elástico del agua y de la tubería. Al mismo tiempo, la central puede operar en isla, alimentando sus propias cargas o conectada a una red de gran potencia. Indudablemente, estas opciones pueden superponerse de modo que, por ejemplo, existen modelos no lineales de central sin chimenea de equilibrio y comportamiento elástico del agua en la tubería forzada operando en isla, como es el caso del presente trabajo.

### **a. MODELOS DE AGUA RÍGIDA**

Los modelos de agua rígida son los más extendidos dentro de la literatura especializada como se aprecia en [11], [12], [13] y otros. Así, los estudios realizados por [14] consideran un modelo de central que incluye únicamente la dinámica de la tubería forzada, la turbina y el regulador, formando así un modelo de tercer orden. Este mismo modelo ha venido siendo utilizado en [15], [5] e incluso más recientemente por [16].

### **b. MODELOS ELÁSTICOS**

Como se mencionó en el apartado anteriormente, [5] hacen un estudio sobre la necesidad de incluir los efectos de la elasticidad del agua y de la elasticidad de la tubería forzada en función del valor del parámetro de Allievi. Para la consideración de dichos efectos elásticos, existen varios procedimientos expuestos en la literatura que sustituyen el modelo de tubería de agua rígida. Así, [17] propone aplicar el conocido método de las características para resolver las ecuaciones en derivadas parciales que rigen el comportamiento elástico. En [18] se propone una función de transferencia en función de tangentes hiperbólicas, las cuales aproxima a funciones de transferencia de primer orden y de segundo orden. Así mismo, [19] propone otro modelo para aproximar los efectos elásticos de la tubería. Más recientemente, el estudio de [20] propone el llamado método de los parámetros concentrados, en el que se considera que las pérdidas energéticas del agua, debidas a las variaciones de densidad de ésta, así como las debidas a los cambios de diámetro de la tubería, se concentran en único punto de dicho tramo. Trabajos



posteriores, como el de [21], emplean también esta metodología. La posible alegación a este método es saber cuántos acumuladores energéticos es preciso incorporar al modelo para que el conjunto de éstos representen fiablemente el comportamiento elástico de agua y tubería. En definitiva, discretizar la tubería en un número de tramos suficiente para no perder exactitud, pero sin exceder un número de ellos que compliquen la resolución del modelo. Por ello, [22] propone un rango de tramos en los que discretizar la tubería en función de la longitud de la tubería, la presión máxima admisible y la velocidad de la onda de presión.

### **c. MODELO DE CENTRAL EMPLEADO EN EL ESTUDIO**

El modelo de central hidroeléctrica considerado en este artículo consiste en un modelo no lineal que incluye la dinámica de la tubería forzada, así como sus efectos elásticos y los del agua, la dinámica del regulador y la del grupo, así como la turbina. Debido al horizonte temporal del estudio, algunos segundos, no se considera la dinámica de una posible chimenea de equilibrio, cámara de carga, o incluso el propio embalse regulador, puesto que las oscilaciones de éstos son los suficientemente lentas como para poder considerarlas desacopladas de la respuesta de la central.

Para el estudio de la sintonía del controlador, se han linealizado las ecuaciones que rigen el modelo, lo cual no supone una pérdida de exactitud importante [16], [23], simulando posteriormente los resultados obtenidos en el modelo no lineal.

Para la dinámica de la turbina y del controlador se ha empleado el modelo descrito por [15] mientras que la dinámica de la tubería forzada se ha modelado según el método de parámetros concentrados empleado por [20] y [21] con un número de tramos que se ajusta al rango propuesto por [22].

## **5. CONTROL DE SISTEMAS HIDROELÉCTRICAS**

El control de los sistemas hidroeléctricos es un problema que ocupa las labores de investigación de muchos autores. Así, [10] muestra un amplio trabajo bibliográfico sobre el control de las centrales hidroeléctricas siguiendo un esquema apoyado en la evolución histórica de la teoría de control. Así, podemos diferenciar entre dos enfoques diferenciados, uno clásico y otro moderno que incluye los últimos avances dentro de la teoría de control.

La mayoría de modelos tienen como controlador al denominado PID [24], proporcional-integral-derivativo. A pesar de que el controlador PID sucedió hace bastantes años al controlador hidráulico-mecánico, es el más utilizado en la actualidad para controlar



centrales hidroeléctricas dado que el controlador PI, sin la componente derivativa, puede ajustarse para que se comporte como un controlador mecano hidráulico. Su estructura simple está compuesta por tres términos que actúan sobre el error actual (P), el error acumulado (I) y el error futuro (D). Su utilización asegura una respuesta rápida de la central y la acción de sus tres componentes se identifica en la respuesta de la central por lo que el ajuste del controlador permite la obtención de la respuesta deseada. Por todo ello, son multitud los métodos de sintonía propuestos en la literatura especializada.

### **a. TEORÍA DE CONTROL CLÁSICA**

El trabajo desarrollado por [14] supone una referencia importante para comprender la aplicación de la teoría de control a los sistemas hidroeléctricos. Así pues, los autores estudian el comportamiento de la central de Kelsey, Canadá, la cual opera en isla, y elaboran un método para determinar los elementos del controlador que producen una mejor respuesta de la central. En dicho trabajo, se plantea un modelo lineal, que permite el análisis ante pequeñas perturbaciones, en el que se incluye la tubería forzada, la turbina y el controlador, resultando así un modelo de tercer orden, del que se obtiene su polinomio característico para así aplicar el criterio de estabilidad de Routh-Hurwitz y obtener la región de estabilidad. El regulador es un controlador PI proporcional – integral.

En [15] se continuó con el trabajo anterior de Hovey añadiendo la consideración del estatismo permanente de la turbina ( $\sigma$ ) y del coeficiente de autorregulación de la misma ( $k'$ ) que depende del tipo de carga. En este mismo estudio se comprueba, mediante el criterio de Routh-Hurwitz, que anulando el valor de estos parámetros, las regiones de estabilidad quedan dentro de las planteadas por [14], por lo que su omisión queda del lado de la seguridad frente a la inestabilidad de la central. El criterio de sintonía desarrollado por este autor es puramente empírico, ya que tras multitud de simulaciones, éste selecciona los parámetros que minimizan el tiempo de respuesta de la central. El modelo considerado por este autor, con las simplificaciones indicadas, ha servido de base para modelar el comportamiento de la turbina y del regulador en esta tesis.

Históricamente, el controlador PID se impone como el más utilizado para realizar la función de controlar la potencia y la frecuencia de la red. Dicho controlador añade una nueva componente al control: la ganancia derivativa. Los parámetros principales del controlador clásico mecano-hidráulico, estatismo transitorio y tiempo de restitución, se corresponden con las ganancias proporcional e integral del PID. El trabajo desarrollado en [25] sigue la misma línea que los trabajos de Hovey y Chaudhry, completando su trabajo introduciendo el efecto de la ganancia derivativa del controlador PID en el estudio de la estabilidad de la central. El modelo propuesto es el mismo que



anteriormente, pero al añadir una incógnita más, asociada a la ganancia derivativa, el modelo resultante pasa a ser de cuarto orden. Dado que en este caso tres los parámetros a determinar, se recurre a la técnica del lugar de raíces. El autor, aplicando el criterio de Routh-Wurwitz, propone un valor máximo para la ganancia derivativa para que el punto de funcionamiento de la central no salga fuera de la región de estabilidad de ésta, proponiendo al mismo tiempo unos valores óptimos de las tres ganancias del controlador PID.

A continuación se efectúa una revisión bibliográfica pormenorizada de los criterios de sintonía aplicados al controlador PID para modelos de agua rígida y modelos elásticos.

## **i. CRITERIOS DE SINTONÍA PARA MODELOS DE AGUA RÍGIDA**

Uno de los criterios de sintonía más antiguos y más referenciados por los investigadores a lo largo de la historia es el propuesto por [26]. Si bien no se dispone de la referencia, otros autores lo comparan con el propuesto por ellos mismos, como [14].

Dentro de los métodos básicos de sintonía, destaca el método de la ubicación de los polos. Se trata de un método gráfico que permite estudiar la respuesta de un sistema a partir de la representación en el plano complejo de las raíces del polinomio característico manteniendo constantes dos de las tres ganancias y variando la tercera.

Según se explica en [27], existe una relación directa entre la ubicación de los polos de la función de transferencia con la respuesta de la central. Así, establece dicha relación a partir del denominado tiempo de establecimiento y periodo de oscilación amortiguada, los cuales guardan relación, respectivamente, con la parte real e imaginaria de los citados polos. De esta forma, se puede predecir la respuesta dinámica a partir de los polos, es decir, de los autovalores de la matriz dinámica. Según dichas relaciones, se deduce que cuanto menor sea el tiempo de establecimiento y mayor sea el periodo de las oscilaciones amortiguadas, mejor será la respuesta de la central debido a la limitación de las oscilaciones del distribuidor, lo que supone una disminución de la fatiga de éste. Dicho razonamiento ha orientado el razonamiento base del estudio objeto de la tesina.

Otros trabajos basan el ajuste del controlador PI también en el lugar de raíces, y por tanto, en la ubicación de los autovalores de la matriz dinámica del sistema.

Así, en [28] se discute la aplicación de ganancias variables para el control proporcional e integral (PI) para el control de velocidad de los generadores hidroeléctricos. Se basa en la teoría de situar, dinámicamente, los polos de la función de transferencia del distribuidor en los lugares apropiados. Se trata por tanto de obtener una programación que sea capaz de obtener las ganancias del control según el punto de funcionamiento instantáneo de la central, aportando así, frente a trabajos anteriores, el hecho de la



ganancia adaptativa. El estudio se completa con la comparación de la respuesta de la central según el nuevo método propuesto de ganancias variables con la respuesta según un control PI de ganancias fijas. Wozniak concluye afirmando la mejoría en la respuesta dinámica de la central, distinguiendo que dicha mejoría es mucho más apreciable en los puntos lejanos al punto de nominal de funcionamiento, en tanto en cuanto las ganancias estáticas del controlador está fijadas para ese punto de funcionamiento, por lo que la respuesta en torno a ese punto es bastante similar.

Otro trabajo del mismo autor [29] se basa en la hipótesis de que algunos parámetros del sistema no se conocen en la fase de diseño. Así, el autor desarrolla un gráfico que puede ser empleado para predecir las ganancias proporcional e integral óptimas en función de cuatro parámetros, la constante de tiempo de la tubería, el tiempo de lanzamiento del grupo y las constantes de autorregulación de la turbina y de la red. Para ello, el autor considera la cancelación de uno de los polos de la función de transferencia de lazo abierto, método que también se ha considerado en esta tesina, y que supone la eliminación del polo lento de la respuesta. Wozniak concluye este trabajo, así como otros, indicando que el amortiguamiento óptimo con el que debe operar la central ha de tener un valor de 0,707.

El mismo autor aplica también un controlador PI para estudiar en [30] la máxima velocidad que puede alcanzar el distribuidor en turbinas de impulsión, es decir, aquellas que aprovechan la energía en forma de velocidad, tal y como funciona la turbina Pelton, turbina objeto es esta tesina. Así pues, se marca un máximo en la pendiente de la respuesta del movimiento del distribuidor, pudiendo omitir así criterios de sintonía en los que la velocidad de los movimientos del distribuidor sea superior a dicho máximo. Para ello, los autores emplean un modelo linealizado de central en el que incluyen la dinámica de la tubería, la del generador y la de la turbina. Dicho estudio, junto con [31] ya mencionado previamente, es aplicado experimentalmente en [32], donde los autores corrigen el control PI existente en la central hidroeléctrica de Bradley Lake, la cual dispone también de turbinas Pelton, debido a las inestabilidades que éste ocasiona. Así, los autores estudian, para varios puntos de funcionamiento de la central, cómo afecta la variación de las ganancias del controlador en la respuesta de esta central. Una de las conclusiones a la que llegan los autores es que, en ese caso, la variación de la ganancia del control derivativo ( $K_d$ ) no influye notablemente en la respuesta de la central.

A pesar de la antigüedad de los trabajos mencionados, siguen siendo base de otros trabajos más modernos, como el de [16] donde los autores proponen un método de obtención de las ganancias del controlador PID a partir de la ubicación de los polos de la función de transferencia de lazo cerrado y los parámetros de la turbina obtenidos mediante las expresiones analíticas de la misma aplicados a un amplio rango de puntos de funcionamiento de ésta. Así, los autores presentan una serie de expresiones para el cálculo de las ganancias del controlador, en función de los requerimientos técnicos que el diseñador considere (sobrepaso, periodo de las oscilaciones, tiempo de





establecimiento, etc.) así como la representación gráfica 3D de éstas. Para ello, estudia la tubería forzada según el modelo de agua rígida y la turbina según el modelo de [19], siendo por tanto un modelo no lineal sencillo, tal como se realiza en este trabajo. Así mismo, para el desarrollo del modelo, el autor muestra las expresiones de los coeficientes  $b_{ij}$  de las expresiones del par y del caudal en la turbina, así como sus expresiones linealizadas, las cuales han sido utilizadas en la presente tesina.

Recientemente, se presenta el trabajo realizado por [33] en que los autores también experimentan un nuevo método de sintonización del controlador PID a partir de la ubicación de los polos de la función de transferencia de lazo cerrado, los cuales tienen una relación con dichos parámetros de sintonía. Así, los autores presentan la expresión de la función de transferencia de lazo cerrado en función de los parámetros de la central, y plantean la elaboración del lugar de raíces de dicha función para seleccionar la ubicación de los polos tales que la respuesta sea la mejor posible. Concluyen afirmando que la mejor respuesta de la central tiene lugar con las ganancias del controlador tales que las partes reales de los polos de la función de transferencia de lazo cerrado sean iguales, condición que se impone en el criterio de sintonía propuesto en esta tesina.

El empleo del lugar de raíces como base para la sintonización de un controlador PI también se ha sido utilizado por [23] para el control de nivel en minicentrales fluyentes.

El método propuesto por los autores considera el punto de funcionamiento de la turbina para ajustar las ganancias del regulador PI. Así, demuestran que el punto de funcionamiento de la turbina tiene una influencia significativa en la respuesta de la central. Por tanto, se deduce que cuando el punto de funcionamiento difiere sustancialmente del elegido para sintonizar las ganancias del controlador, la respuesta de la central puede llegar a ser inestable, poniendo así en peligro la funcionalidad de la planta

Como se aprecia, el conjunto de estudios mencionados emplean un modelo de agua rígida para el estudio de la central, lo cual deja de ser realista, y por tanto fiable, para longitudes de tubería forzada lo suficientemente largas para que los efectos elásticos sean notables. Por ello, y dado que es el objeto de la presente tesina, en el siguiente apartado se hace una revisión de los escasos trabajos que tienen en cuenta dicho fenómeno.

## ii. CRITERIOS DE SINTONÍA PARA MODELOS ELÁSTICOS

Pocos son los estudios sobre criterios de sintonía de los controladores PID con la consideración de la elasticidad del agua y de la tubería forzada. Así, entre otros, en el trabajo de [34] se tiene en cuenta este fenómeno para acotar las regiones de estabilidad a partir del método de descomposición de dominios. Posteriormente, [35] propone reducir el orden de la función de transferencia del conjunto turbina y tubería forzada, puesto



que la inclusión de la elasticidad de ésta genera un término irracional. Para ello, emplea los métodos aproximados de Padé, los desarrollos en serie de Maclaurin y el método  $H_{\infty}$ . Finalmente, el autor argumenta que el método aproximado  $H_{\infty}$  se acerca más a un modelo de agua rígida, a diferencia del método de Padé que se aleja de cualquier aproximación realista, y por tanto introduce un error menor en la función de aproximación. La función de transferencia de la tubería forzada, en la que se relaciona el caudal y el salto, que emplea el autor en el estudio es la propuesta por [36] el cual considera que la tubería forzada puede ser representada como una línea de transmisión hidráulica terminada por un circuito abierto en la turbina y un cortocircuito en el depósito. En este estudio, al igual que en el estudio objeto de la tesina, no se considera la chimenea de equilibrio.

En el trabajo de [37] se presenta un modelo matemático linealizado de una conducción hidráulica teniendo en cuenta la compresibilidad del agua y la elasticidad del conducto. El modelo se emplea para el estudio de la inestabilidad oscilatoria de una central hidroeléctrica en China con una conducción de 400 metros sin chimenea de equilibrio, la cual, debido a los problemas de inestabilidad, no ha sido posible que entre en funcionamiento. En el estudio, los autores identifican los distintos modos de oscilación del sistema, identificando la participación de cada uno de ellos en la posible inestabilidad del sistema. Para el modelado de la tubería forzada incluyendo los efectos elásticos, toman el modelo de [19]. El estudio se efectúa con las hipótesis de funcionamiento de la central en isla y conectada a una red de gran potencia. Así, los autores identifican cuatro modos de oscilación, si bien dos de ellos solo aplican según el tipo de operación.

Todos los estudios anteriormente se han empleado en el estudio y desarrollo del control frecuencia – potencia, pero el control PI puede emplearse en sistemas distintos. Así, en [22] se estudia un modelo y un criterio de sintonía de un controlador PI para una estación de bombeo a partir del método de ubicación de los polos de la función de transferencia. Los autores, debido a la longitud de la tubería de impulsión, introducen como consideración a la hora de sintonizar el controlador los efectos que producen tanto la compresibilidad del agua como la elasticidad de la tubería sobre el sistema. Para ello, los autores se basan en la analogía hidroeléctrica que presenta el sistema. Así, los autores asemejan la tubería forzada a un circuito eléctrico compuesto por resistencias, inductancias y condensadores, metodología empleada por otros autores como [38] o [39].

## **b. TEORÍA DE CONTROL MODERNO**

La base del control moderno radica en la optimización de la respuesta de la central en un rango amplio de funcionamiento de la central, una vez asegurada la estabilidad de la central.





Así, el control óptimo consiste en la búsqueda de la acción de control que se debe establecer sobre el sistema dinámico de la central para que éste describa una trayectoria óptima. Así, los estudios llevados a cabo por [40] demuestran que la trayectoria óptima será aquella que minimice un determinado funcional.

Otro procedimiento de sintonización del regulador es el conocido como control robusto, el cual plantea el correcto funcionamiento de la central a pesar de la presencia de incertidumbres en el modelo de central debidas, entre otras, a cambios en los parámetros, dinámicas no contempladas en el ajuste, retardos no considerados o simplemente cambios no esperados en las entradas al sistema. Por ello, el diseño del controlador robusto pretende ser aplicable en el mayor rango de incertidumbre, asegurando así la estabilidad del sistema a pesar de posibles cambios no estudiados. Dentro del control robusto destaca, entre otros, el trabajo desarrollado por [41], que se centra en la obtención de un controlador robusto a partir de una terna fija de ganancias del controlador PID sin la necesidad de recurrir al control adaptativo.

El control adaptativo es un procedimiento de sintonización dinámico, el cual varía las ganancias del controlador en función del funcionamiento de la propia central, y la consecuente variación de parámetros de la misma. Se precisa por tanto de un microprocesador que varíe continuamente la función de transferencia del controlador. El trabajo presentado por [42] muestra un estudio de control adaptativo para un gran rango de variaciones de potencia avalado por ensayos de laboratorio. De manera similar, el trabajo de [43] combina la técnica del control adaptativo con la sintonización según la ubicación de los polos en el plano complejo para controlar así una región de Irán en la que operan varias centrales hidroeléctricas de forma interconectada.

Los últimos avances en el control de centrales hidroeléctricas residen, entre otros, en métodos basados en lógica difusa, como el trabajo de [44] en el que se propone el control de potencia de la turbina con un control de modelo interno, basado en un modelo difuso de la turbina, comparando esta respuesta con la proporcionada partiendo de un controlador PI. Existen también métodos basados en redes neuronales, en los que el algoritmo de control recibe previamente un entrenamiento que les permite aprender de fenómenos analizados con anterioridad, elaborando una base de patrones sobre la que operan. Destaca entre otros el estudio llevado a cabo por [45]. También ha evolucionado el uso de algoritmos genéticos, consistentes en una técnica iterativa en la que, partiendo de un conjunto de soluciones arbitrarias, el algoritmo va creando soluciones que van evolucionando, de las cuales solo permanecen las mejores. El trabajo presentado por [46] muestra una nueva estrategia de sintonía basada en un algoritmo genético multi-objetivo con una toma de decisiones en función de diversos atributos.

Otro método, la inteligencia artificial, permite a partir de un controlador PID, que las ganancias actúen en el momento preciso y con un valor concreto. Para ello, se analiza el error de la respuesta mediante sentencias lógicas que a modo de cerebro humano van



descartando y seleccionando acciones. En [47] se propone un método basado en inteligencia artificial para el control de la generación automática en sistemas mixtos hidroeléctricos y térmicos interconectados.

Por último, el control óptimo  $H_\infty$  aborda directamente el problema de la robustez mediante la derivación de los controladores que mantienen las señales de respuesta del sistema y de error dentro de las tolerancias establecidas, a pesar de la presencia de ruido en el sistema, tal como se explica en [48].

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Bueno y J. Carta, «Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, nº 4, pp. 312-340, 2006.
- [2] J. Kaldellis, K. Kavadias y E. Christinakis, «Evaluation of the wind - hydro energy solution for remote islands,» *Energy Conversion and Management*, vol. 42, nº 9, pp. 1105-1120, 2001.
- [3] J. Kaldellis y K. Kavadias, «Optimal wind-hydro solution for Aegean Sea islands' electricity-demand fulfilment,» *Applied Energy*, vol. 70, pp. 333-354, 2001.
- [4] T. Ma, H. Yang, L. Liu y J. Peng, «Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong,» *Renewable Energy*, pp. 7-15, 2014.
- [5] O. F. Jiménez y M. Chaudhry, «Stability Limits of Hydroelectric Power Plants,» *Journal of energy Engineering*, vol. 113, nº 2, pp. 50-60, 1987.
- [6] C. Vournas y G. Papaioannou, «Modeling and stability of a hydro plant with two surge tanks,» *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, vol. 10, nº 2, pp. 368-375, 1995.
- [7] BOE, «REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial,» *Boletín Oficial del Estado*, 26 Mayo 2007.
- [8] N. Kishor, R. Saini y S. Singh, «Optimal Pole Shift Control in Application to a Hydro Power Plant,» *Journal of Electrical Engineering*, vol. 56, nº 11-12, pp. 290-297, 2005.



- [9] S. Mansoor, D. Jones, F. Bradley y G. Jones, «Reproducing oscillatory behaviour of a hydroelectric power station by computer simulation,» *Control Engineering Practice*, vol. 8, nº 11, pp. 1261-1272, 2000.
- [10] N. Kishor, R. Saini y S. Singh, «A review on hydropower plant models and control,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, nº 5, pp. 776-796, 2007.
- [11] J. Herron y L. Wozniak, «A State Pressure and Speed Sensing Governor for Hydrogenerators,» *Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, nº 3, pp. 414-418, 1991.
- [12] P. Kundur, *Power system stability and control*, New York (USA): Mc Graw Hill, 1994.
- [13] D. Jones y S. Mansoor, «Predictive Feedforward Control for a Hydroelectric Plant,» *Transactions on Control Systems Technology*, vol. 12, nº 6, pp. 956-965, 2004.
- [14] L. Hovey y L. Bateman, «Speed-regulation Test on a Hydro station Supplying an Isolated Load,» *AIEE Transactions on Power Apparatus station supplying an isolated load*, vol. 81, pp. 364-371, 1962.
- [15] M. H. Chaudhry, «Governing stability of a hydroelectric power plant,» *Water Power*, pp. 131-136, 1970.
- [16] B. Strah, O. Kuljaca y Z. Vukic, «Speed and Active Power Control of Hydro Turbine Unit,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, nº 2, pp. 424-434, 2005.
- [17] M. Chaudhry, *Applied hydraulic transients*, 2ª ed., Nueva York: Van Nostrand Reinhold, 1987.
- [18] C. Vournas, «Second Order Hydraulic Turbine Models for Multimachine Stability Studies,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 5, nº 2, pp. 239-244, 1990.
- [19] IEEE Working Group, «Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, nº 1, pp. 167-179, 1992.
- [20] O. Souza Jr, N. Barberi y A. Santos, «Study of hydraulic transients in hydropower plants through simulation of nonlinear model of penstock and hydraulic turbine



- model,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 14, nº 4, pp. 1269-1272, 1999.
- [21] C. Nicolet, Y. Pannatier, B. Kawakabani, J.-J. Simond y F. Avellan, «Simulation of transient phenomena in Francis turbine,» de *International Conference in Hydropower, Waterpower XIII*, Buffalo (USA), 2011.
- [22] T. Brezina, J. Kovar y T. Hejc, «Modeling and Control of System with Pump and Pipeline by Pole Placement Method,» de *14th International Conference on Mechatronics*, Trencianske Teplice, Slovakia, 2011.
- [23] J. I. Sarasúa, J. Fraile-Ardanuy, J. I. Pérez, J. R. Wilhelmi y J. A. Sánchez, «Control of a run of river small hydro power plant,» de *International Conference on Power Engineering Energy and Electrical Devices*, Setubal, PORTUGAL, 2007.
- [24] K. H. Ang, G. Chong y Y. Li, «PID Control System Analysis, Design, and Technology,» *Transactions on Control Systems Technology*, vol. 13, nº 14, pp. 559-576, 2005.
- [25] S. Hagigara y H. Yokota, «Stability of a hydraulic turbine generating unit controlled by P.I.D. governor,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 98, nº 6, pp. 2294-2298, 1979.
- [26] H. Paynter, *A Palimpsest on the Electronic Analogue Art*, Boston: Philbrik Researches Inc, 1955.
- [27] J. I. Sarasúa Moreno, *Control de minicentrales hidroeléctricas fluyentes. Modelado y estabilidad*, Madrid, 2009.
- [28] L. Wozniak y D. J. Bitz, «Load-Level-Sensitive Governor Gains for Speed Control of Hydrogenerators,» *Transactions on Energy Conversion*, vol. 3, nº 1, pp. 78-84, 1988.
- [29] L. Wozniak, «A Graphical Approach to Hydrogenerator Governor Tuning,» *Transactions on Energy Conversion*, vol. 5, nº 3, pp. 417-421, 1990.
- [30] R. Erickson y L. Wozniak, «Maximum Slew-Rate Governor Control for Impulse Turbines,» *Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, nº 3, pp. 419-425, 1991.
- [31] G. Orelind, L. Wozniak, J. Medanic y T. Whittemore, «Optimal PID Gain Schedule for Hydrogenerators Design and Application,» *Transactions on Energy Conversion*, vol. 4, nº 3, pp. 300-307, 1989.



- [32] F. Collier y L. Wozniak, «Control Synthesis for an Impulse Turbine: The Bradley Lake Project,» *Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, nº 4, pp. 639-648, 1991.
- [33] M. Abdolmaleki, A. Ranjbar, P. Ansarimerh y S. Borjian Boroujeni, «Optimal Tuning Of Temporary Droop Structure Governor in the Hydro Power Plant,» de *2nd IEEE International Conference on Power and Energy*, Johor Baharu, Malaysia, 2008.
- [34] M. Murty y M. Hariharan, «Analysis and improvement of the stability of a hydro-turbine generating unit with long penstock,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 103, nº 2, pp. 360-367, 1984.
- [35] N. Kishor, R. Saini y S. Singh, «Simulation of reduced order hydro turbine models to study its hydraulic transient characteristics,» de *9th International Multitopic Conference of Pakistan*, Karachi, Pakistan, 2005.
- [36] C. Sanathanan, «Accurate low order model for hydraulic turbine-penstock,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 2, nº 2, pp. 196-200, 1987.
- [37] X. Liu y C. Liu, «Eigenanalysis of Oscillatory Instability of a Hydropower Plant Including Water Conduit Dynamics,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, nº 2, pp. 675-681, 2007.
- [38] J. I. Pérez-Díaz, J. R. Wilhelmi Ayza, I. Galaso Bajo, J. Fraile-Ardanuy, J. Á. Sánchez Fernandez, O. Castaneda Cabrero y J. I. Sarasúa Moreno, «Dynamic response of hydro power plants to load variations for providing secondary regulation reserves considering elastic water column effects,» *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 88, nº 1A, pp. 159-163, 2012.
- [39] J. I. Pérez-Díaz, J. I. Sarasúa y J. R. Wilhelmi, «Contribution of a hydraulic short-circuit pumped-storage power plant to the load–frequency regulation of an isolated power system,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 62, pp. 199-211, 2014.
- [40] M. Golpan, *Modern Control System Theory*, Nueva Delhi, 1984.
- [41] K. Natarajan, «Robust PID controller design for hydroturbines,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, nº 3, pp. 661-667, 2005.
- [42] G. Ruzhekov, T. Slavov y T. Puleva, «Modeling and Implementation of Hydro Turbine Power Adaptive Control based on Gain Scheduling Technique,» de *16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*,



Hersonissos, Greece, 2011.

- [43] E. Hamedrahmat y A. Yazdizadeh, «Decentralized Self-Tuning Pole Placement Controller for Load Frequency Control in KHOZESTAN Area,» de *18th IEEE International Conference on Control Applications*, Saint Petersburg, Russia, 2009.
- [44] K. Nagode y I. Skrjanc, «Modelling and internal fuzzy model power control of a Francis water turbine,» *Energies*, vol. 7, nº 2, pp. 874-879, 2014.
- [45] A. Guo, «Self-tuning PID Control of Hydro-turbine Governor Based on Genetic Neural Networks,» de *Advances in Computation and Intelligence. Second International Symposium, ISICA 2007*, Wuhan, China, 2007.
- [46] T. Zhengmao, M. Shihu y X. De, «Optimization of Hydro-turbine Governor Parameters Based on Parallel Genetic Algorithm With Exterior Archive Method,» *Proceedings of the CSEE*, vol. 32, nº 28, pp. 90-96, 2012.
- [47] P. Ram y A. Jha, «Automatic generation control of interconnected hydro-thermal system in deregulated environment considering generation rate constraints,» Orissa, India, 2010.
- [48] A. Tewari, *Modern Control Design with Matlab and Simulink*, Baffin's Lane, Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2002.



**Ajuste de Reguladores de Velocidad de Grupos Hidroeléctricos en redes aisladas:  
Consideración de la Elasticidad del Agua y de la Tubería Forzada**

Guillermo Martínez de Lucas

---



**DOCUMENTO B**  
**ARTÍCULO**







El artículo fruto de esta tesina de investigación tiene previsto ser remitido a la revista **ENERGY**. Esta revista, perteneciente al grupo editorial ELSEVIER, posee un factor de impacto de 3,651 (*Thomson Reuters Journal Citation Reports 2013*).

Esta revista se presenta como una fuente autorizada para la revisión y análisis de aspectos relacionados con la energía, incluyendo investigación, modelado, planificación y gestión energética. La revista también incluye a las energías renovables como temática habitual.

Por todo ello, tanto el autor de esta tesina, como su tutor, hemos considerado que el artículo derivado de esta tesina casa adecuadamente en las bases de esta revista, por lo que será remitido a ella a la mayor brevedad posible.



# **Ajuste de reguladores de velocidad de grupos hidroeléctricos en redes aisladas. Consideración de la compresibilidad del agua y de la tubería forzada.**

Guillermo Martínez de Lucas

## **RESUMEN**

El control de las centrales hidroeléctricas ha venido siendo motivo continuo de estudio. Más aún en el caso de centrales que proporcionan la energía a Islas donde se intenta sustituir la generación térmica por la convivencia de los parques eólicos y una central hidroeléctrica, puesto que el control es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema. Varios son los trabajos que se han desarrollado en esta materia hasta la fecha pero no se han prodigado en analizar la influencia que la longitud de las conducciones forzadas tiene en el ajuste del controlador. El objetivo principal de este estudio es desarrollar unas recomendaciones relativas al ajuste de los reguladores de velocidad de los grupos hidroeléctricos en sistemas aislados con conducciones de gran longitud, aportando así valores alternativos a los propuestos por otros autores; entre otras razones porque éstos estudiaban centrales cuyas conducciones no exigían el análisis de la elasticidad de la conducción y del fluido. Dichas recomendaciones están basadas en la oportuna ubicación de los polos que representan la respuesta dinámica de los principales componentes de la central. Así, encontramos los valores de las ganancias del controlador PI que mejoran la respuesta de la central dado que la longitud de la tubería forzada es lo suficientemente grande como para que sea preciso incluir su efecto en el ajuste. Para tener en cuenta la compresibilidad del agua y de la tubería se ha empleado el modelo de parámetros concentrados. Dicho modelo se simplifica y se linealiza para su estudio, mientras que el ajuste propuesto es aplicado al modelo no lineal original.

## **1. INTRODUCCIÓN**

Dentro de las distintas técnicas de generación eléctrica que conviven en el mercado eléctrico, la producción hidroeléctrica ha desempeñado un papel vital a lo largo de la historia, ya que ha sido capaz de amoldarse a las necesidades de la demanda. En la actualidad, y debido a la incursión de la energía eólica en el mercado eléctrico, la generación hidroeléctrica contribuye a compensar las variaciones en la producción eólica debido a los regímenes irregulares de viento [1], y por tanto de producción, debido a la rápida respuesta que permiten las centrales hidroeléctricas. Este fenómeno es especialmente crítico en sistemas aislados como ciertas islas en las que se tiende a sustituir los grupos térmicos por la combinación de parques eólicos y centrales hidroeléctricas reversibles

El control frecuencia – potencia es, por tanto, un aspecto de suma importancia en el diseño y operación de las centrales hidroeléctricas, ya que pequeñas variaciones de carga pueden desestabilizar el sistema, tal como se indica en [2]. Este fenómeno se ve acentuado en el caso de centrales hidroeléctricas operando en isla, ya que éstas deben mantener la frecuencia de la red

del sistema por sí solas. Cabe exponer que cada vez son más los sistemas energéticos aislados, principalmente territorios insulares, como son las islas Canarias [1], islas del mar Egeo [3] [4] o islas del sudeste asiático [5].

Es por ello que resulta muy aconsejable conseguir una correcta sintonía del controlador, que permita que el comportamiento de la central resulte estable y adecuado en todo momento. Los estudios del control de centrales se realizan habitualmente a partir de un modelo lineal en torno a un punto de funcionamiento suponiendo pequeñas variaciones respecto de ese punto

Por el hecho de tratarse de pequeñas perturbaciones, la linealización de las ecuaciones que rigen el comportamiento del sistema no supone una pérdida de exactitud [6] en el cálculo de la sintonía.

El control de la respuesta dinámica es un problema que ocupa las labores de investigación de muchos autores. Así, en [7] se muestra un amplio trabajo bibliográfico sobre el control de las centrales hidroeléctricas mientras en [8] se enumeran las características que deben cumplir los modelos para que los resultados sean realistas y fiables. Entre otros procedimientos de sintonía de los reguladores, destacan el control robusto [9] que plantea un correcto funcionamiento de la central a pesar de la presencia de incertidumbres, el control con lógica difusa [10], el control a partir de redes neuronales [11] o el control adaptativo [12]. El procedimiento más sencillo, aunque preciso, y el más empleado en el control de las centrales hidroeléctricas es el controlador PID, ya estudiado en [13] [14]. En estos, los autores plantean un modelo lineal que permite el análisis de la estabilidad de la central a partir de las ecuaciones de la turbina, la tubería forzada y el controlador. Es ya en [15] donde se recurre a la técnica del lugar de raíces para obtener las ganancias del controlador. Se trata de un método gráfico para estudiar la respuesta de un sistema a partir de las raíces del polinomio característico, las cuales se sitúan en el plano complejo. Este método es empleado por numerosos autores, como [16] propone sintonizar el controlador situando los polos en los lugares óptimos, o [17] que propone un control adaptativo basado en la posición de los polos. También es empleado para la sintonía del controlador PI en minicentrales fluyentes [18], incluso se ha llegado a estudiar recientemente el control de sistemas de bombeo a partir del método de la ubicación de los polos [19].

Uno de los aspectos principales a la hora de diseñar las estrategias de control de una central hidroeléctrica es el tipo de operación. Así pues, las centrales hidroeléctricas pueden operar en isla, alimentando por sí sola una región determinada [20] o bien conectadas a una red de gran potencia. Sin embargo, el problema radica en la sintonización del controlador cuando se presenta una conducción de gran longitud y la central opera en isla.

Estudios como los realizados por [14],[21],[22] no consideran grandes longitudes de tubería forzada, y por tanto no creen necesaria la consideración de la elasticidad del agua y de la tubería como condicionantes determinantes en el ajuste. Por el contrario, existen algunos trabajos, como [23] en el que sí se tiene en cuenta este fenómeno para acotar las regiones de estabilidad a partir del método de descomposición de dominios, o [6] que estudia los autovalores de la función de transferencia, pero en ambos casos las centrales están conectadas a una red de gran potencia. En consecuencia, no se han encontrado estudios en los que se consideren, al mismo tiempo, centrales hidroeléctricas operando en isla y que dispongan de una tubería forzada de gran longitud. Así pues, esta posible configuración de central es el motivo del presente estudio.

Se inicia en el apartado 2 con una descripción del modelo no lineal empleado en este estudio para a continuación linealizarlo en el apartado 3, planteando diversos criterios de sintonía en el

apartado 4. Se complementa con el estudio de la función de transferencia de lazo abierto (apartado 4.2.c), tal como se muestra en [24]. En el apartado 5 se plantea un caso real de aplicación basado en la central hidroeléctrica del Hierro, la cual cumple las hipótesis consideradas en este estudio (operación en isla y tubería forzada larga). Finalmente, en el apartado 6 se enumeran una serie de conclusiones.

## 2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

El modelo de central hidroeléctrica empleado para este estudio consiste en una central sin chimenea de equilibrio con una tubería forzada de gran longitud. Se incluye el modelo del regulador PI, del grupo y de la tubería forzada, considerando la elasticidad de ésta y la compresibilidad del agua.

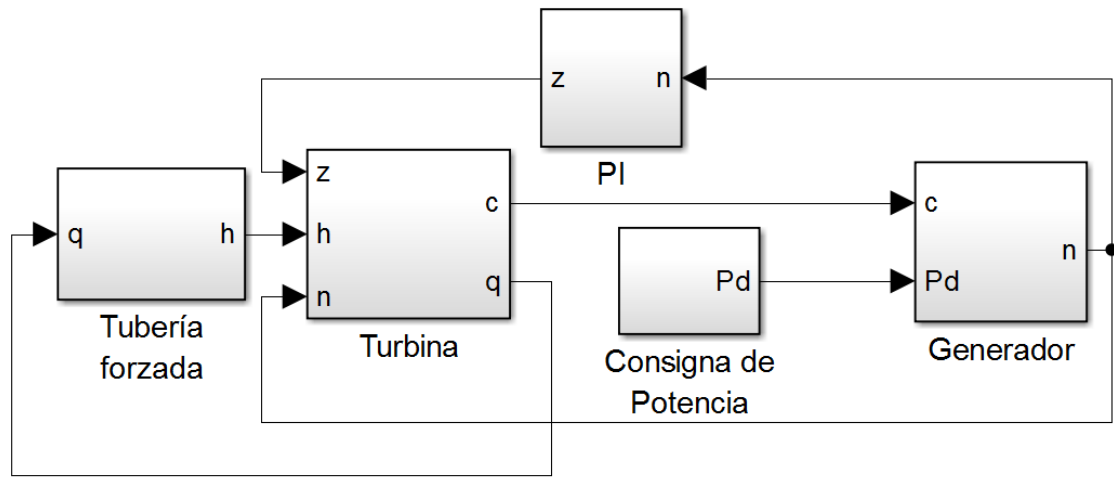


Figura 1. Diagrama de bloques del modelo

El presente estudio se focaliza en centrales hidroeléctricas operando en isla, y por tanto alimentando sus propias cargas. Por ello, el estatismo permanente  $\sigma$  es nulo, y por tanto, las variaciones exteriores de carga se pueden modelar como descompensaciones entre el par resistente y el par hidráulico

El modelo que se plantea para representar la respuesta dinámica de la central viene definido por cuatro ecuaciones que rigen el comportamiento del regulador de la central, la turbina [13] y la tubería forzada, expresándose todas las variables en valores por unidad.

### 2.1.a Regulador PI

Para el modelar el regulador PI se ha aplicado la analogía con el regulador mecano hidráulico, y por tanto se recurre a la ecuación planteada por [25] en valores por unidad:

$$z = \left[ \frac{1}{\delta} + \frac{1}{\delta T_r} \int dt \right] [(n_r - n) - \sigma z] \quad (1)$$

Así, las ganancias del controlador PI se definen como:

$$K_P = \frac{1}{\delta} \text{ y } K_I = \frac{1}{\delta T_r} \quad (2)$$

El parámetro  $\delta$  determina la intensidad de la acción compensadora del regulador y se denomina estatismo transitorio. La constante de tiempo  $T_r$  determina la rapidez con que dicha acción se amortigua y se denomina tiempo de reposición.

### 2.1.b Tubería Forzada

El comportamiento de la tubería forzada ha sido tratado en el modelo siguiendo la metodología de parámetros concentrados [26] y [27]. De forma resumida se puede afirmar que este método considera la tubería forzada dividida en un cierto número de tramos, y que los efectos elásticos de éstos junto a los efectos elásticos del agua circulante en los mismos se concentran en un único punto de cada uno de los respectivos tramos.

Por ello, la dinámica de la tubería forzada viene definida por las expresiones:

$$\frac{dq_t}{dt} = \frac{n_t}{T_a} \left( h_c - h - \left( \frac{r}{2} + K_{loc} \right) q_t |q_t| \right) \quad (3)$$

$$\frac{dh}{dt} = \frac{1}{T_e} (q_t - q) \quad (4)$$

Siendo  $T_a$  el tiempo de arranque del agua en la tubería, el cual se define según la expresión (5) mientras la constante temporal elástica se define en (6).

$$T_a = \frac{L}{gF} \frac{Q_b}{H_b} \quad (5)$$

$$T_e = \frac{L^2}{n_t a_w^2 T_a} \quad (6)$$

No se ha considerado la dinámica de una posible cámara de carga, la el propio embalse regulador ni la de dinámica de la zona de descarga, pues éstas no afectarían en el conjunto de las expresiones, ya que la dinámica de estos elementos son lo suficientemente lentas como para poder considerar los niveles constantes.

### 2.1.c Turbina

La dinámica de la turbina esta descrita según una función que rige el comportamiento del caudal y una función que rige el comportamiento del par. Dentro de la literatura especializada en el modelado de centrales hidroeléctricas, el modelo matemático de turbina más empleado es el compuesto por las expresiones (7) y (8), propuestas respectivamente por [28] y [29], siendo válida esta última únicamente para turbinas tipo Pelton.

$$q = z\sqrt{h} \quad (7)$$

$$c = q(2\sqrt{h} - n) \quad (8)$$

### 2.1.d Generador

La dinámica del grupo viene reflejada a partir del desequilibrio entre el par motor y el par resistente, que da lugar a modificaciones en la velocidad de las masas giratorias de acuerdo con la siguiente ecuación en valores por unidad [13]:

$$c - c_l - kn = T_m \frac{dn}{dt} \quad (9)$$

El diagrama de bloques del modelo, creado en Simulink se muestra en la Figura 1.

## 3. LINEALIZACIÓN

Desarrollando y derivando la expresión (1) se obtiene:

$$\frac{dz}{dt} = -\frac{dn}{dt} \frac{1}{\delta} - \frac{\sigma}{\delta} \frac{dz}{dt} + \frac{1}{\delta T_r} [(n_r - n) - \sigma z] \quad (10)$$

Por tanto, agrupando los términos de la expresión (10) obtenemos finalmente la ecuación linealizada del regulador PI (11)

$$T_r \frac{dz}{dt} (\delta + \sigma) + \sigma z = -T_r \frac{dn}{dt} - n \quad (11)$$

Las ecuaciones linealizadas del caudal turbinado y de la variación del par en torno al punto de equilibrio inicial en valores por unidad resultan [25] y [30]:

$$q = b_{11}h + b_{12}n + b_{13}z \quad (12)$$

$$c = b_{21}h + b_{22}n + b_{23}z \quad (13)$$

Los valores de los coeficientes  $b_{1j}$  son las derivadas parciales de la función del caudal en la tubería, mientras que los coeficientes  $b_{2j}$  son las derivadas de la función de la potencia generada [31], como se refleja en (14).

$$\begin{aligned} b_{11} &= \left. \frac{dq_t}{dh} \right|_{(h,n,z)_0} & b_{21} &= \left. \frac{dP}{dh} \right|_{(h,n,z)_0} \\ b_{12} &= \left. \frac{dq_t}{dn} \right|_{(h,n,z)_0} & b_{22} &= \left. \frac{dP}{dn} \right|_{(h,n,z)_0} \\ b_{13} &= \left. \frac{dq_t}{dz} \right|_{(h,n,z)_0} & b_{23} &= \left. \frac{dP}{dz} \right|_{(h,n,z)_0} \end{aligned} \quad (14)$$

Los coeficientes  $b_{ij}$  tomando como valores base los correspondientes al punto de funcionamiento nominal de una turbina Pelton, turbina adecuada para grandes saltos, vienen recogidos en la Tabla 1[32]:

**Tabla 1. Coeficientes  $b_{ij}$  de la turbina Pelton**

$b_{11}$	$b_{12}$	$b_{13}$	$b_{21}$	$b_{22}$	$b_{23}$
0,5	0	1	1,5	-1	1

Para la linealización de la expresión que rige el comportamiento de la tubería forzada, primeramente despreciamos las pérdidas de cargas, omisión que no supone pérdida de exactitud, según indican otros estudios como [2] o [33], y de existir, ésta queda del lado de la seguridad. También, y por simplicidad, se considera un único tramo en la aplicación del modelo de parámetros concentrados.

Sustituyendo en la ecuación (3), la ecuación que rige la dinámica de la tubería forzada resulta ser, en valores por unidad:

$$\frac{dq_t}{dt} = -\frac{1}{T_a} h \quad (15)$$

Introduciendo en (4) la expresión (12) y los valores reflejados en la Tabla 1 se obtiene:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{1}{T_e} (q_t - \frac{1}{2}h - z) \quad (16)$$

Para la linealización de la expresión del generador (9), se tiene también en cuenta los coeficientes  $b_{ij}$ . Por tanto, se obtiene:

$$T_m \frac{dn}{dt} = 1,5h + z - k'n - c_L \quad (17)$$

El sistema formado por las ecuaciones (11), (15), (16) y (17) puede expresarse en forma canónica como se indica en (18).

$$\frac{dx(t)}{dt} = \mathbf{A}x(t) + \mathbf{B}u(t) \quad (18)$$

Siendo las matrices:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} -\frac{1}{2T_e} & \frac{1}{T_e} & -\frac{1}{T_e} & 0 \\ -\frac{1}{T_a} & 0 & 0 & 0 \\ 1,5 & 0 & -\frac{1}{\delta T_m} & -\frac{1}{\delta T_r} \\ -\frac{\delta T_m}{1,5} & 0 & \frac{1}{T_m} & 0 \end{pmatrix} \text{ y } \mathbf{B} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{c_L}{\delta T_m} \\ -\frac{c_L}{T_m} \end{pmatrix} \quad (19)$$

### 3.1 Modelo de agua rígida como caso particular

La consideración de un modelo de agua rígida es un caso particular del modelo elástico, en el que se considera una velocidad de la onda ( $a_w$ ) infinita. Así, las ecuaciones linealizadas del regulador y del grupo no sufren modificación alguna. La modificación radica en la eliminación del salto como variable de estado, lo cual implica una reducción en el orden del modelo y la variación de los coeficientes de la ecuación de la tubería forzada, tal como se indica en (20).



$$\frac{dq_t}{dt} = -\frac{2}{T_a}(q_t - z) \quad (20)$$

El sistema formado por las ecuaciones (11), (20) y (17) puede expresarse en forma canónica como:

$$\frac{dx(t)}{dt} = Ax(t) + Bu(t) \quad (21)$$

Siendo las matrices:

$$A = \begin{pmatrix} -\frac{2}{T_a} & \frac{2}{T_a} & 0 \\ -\frac{3}{\delta T_m} & \frac{2}{\delta T_m} & -\frac{1}{\delta T_r} \\ \frac{3}{T_m} & -\frac{2}{T_m} & 0 \end{pmatrix}; B = \begin{pmatrix} 0 \\ \frac{c_L}{\delta T_m} \\ -\frac{c_L}{T_m} \end{pmatrix} \quad (22)$$

#### 4. CRITERIOS DE SINTONÍA

El objetivo de estudiar la posición de los polos para obtener un criterio de sintonía es analizar la influencia que ejercen cada una de las dos ganancias (proporcional e integradora) del controlador PI en la dinámica del sistema. De esta forma, estableciendo unas pautas de comportamiento y fijando ciertos criterios basados en el correcto funcionamiento de la central es posible ajustar el controlador. A continuación se describen algunas de las constantes temporales que caracterizan la respuesta y su relación con los parámetros de la oscilación [34]:

$$T_d = \frac{2\pi}{\omega_\lambda} \quad (23)$$

$$T_{2\%} = \frac{4}{\sigma_\lambda} \quad (24)$$

Siendo  $T_d$  el periodo de la oscilación amortiguada y  $T_{2\%}$  el tiempo de establecimiento, definido como el tiempo necesario para que la oscilación amortiguada permanezca con un error del  $\pm 2\%$  respecto del valor permanente. De esta forma, se puede predecir la respuesta dinámica a partir de los polos, es decir, de los autovalores de la matriz dinámica.

Una de las posibilidades que se presentan para mejorar la respuesta de la central es disminuir el tiempo de establecimiento [34][18]. Otra posible mejora, es reducir las oscilaciones del distribuidor dado que esto disminuye su fatiga y prolonga su vida útil [35].

Así pues, y a la vista de las expresiones (23) y (24) se confirma que existe una relación directa entre la ubicación de los polos y la respuesta dinámica. De forma concreta, se observa que cuanto mayor es la parte de real, antes se alcanza el régimen permanente (menor  $T_{2\%}$ ) y por otro lado, cuanto menor es la parte imaginaria, mayor es el periodo entre picos de oscilación.

A continuación se describen varias metodologías de sintonía del controlador según el modelo de tubería y agua a considerar.

#### 4.1 Modelo de agua rígida

Según la matriz dinámica del modelo elástico, (19), se obtiene el polinomio característico del sistema:

$$x^3 + \left(2 \frac{\delta T_m - T_a}{\delta T_m T_a}\right) x^2 + \left(2 \frac{T_r - T_a}{\delta T_m T_r T_a}\right) x + \frac{2}{\delta T_m T_r T_a} = 0 \quad (25)$$

A partir de éste, se propone a continuación un posible criterio de ajuste.

##### 4.1.a Polo triple

Como se ha indicado anteriormente, el criterio propuesto para la obtención de los parámetros del regulador consiste en la ubicación de los polos en los lugares tales que se minimice el tiempo de establecimiento y se maximice el periodo de picos. Ello implica la maximización de la parte real de los polos y la minimización de la parte imaginaria de los mismos.

Para la maximización de la parte real de los polos, en concreto el su valor absoluto ya que éstas han de ser negativas para producir respuesta estable, se deduce que todas son iguales. Por el contrario, los mínimos de las partes imaginarias de los polos se corresponderán con parejas conjugadas lo más cercanas al eje real, lo que implica que también las partes imaginarias serán iguales, incluso pudiendo llegar a anularse.

Con estas condiciones, puede asumirse la existencia de tres polos de la forma  $\{a, a, a\}$  [34]. Por tanto, la expresión del polinomio característico será:

$$(x - a)(x - a)(x - a) = 0 \quad (26)$$

Desarrollando la expresión (29) se obtiene:

$$x^3 + (-3a)x^2 + (3a^2)x + (-a^3) = 0 \quad (27)$$

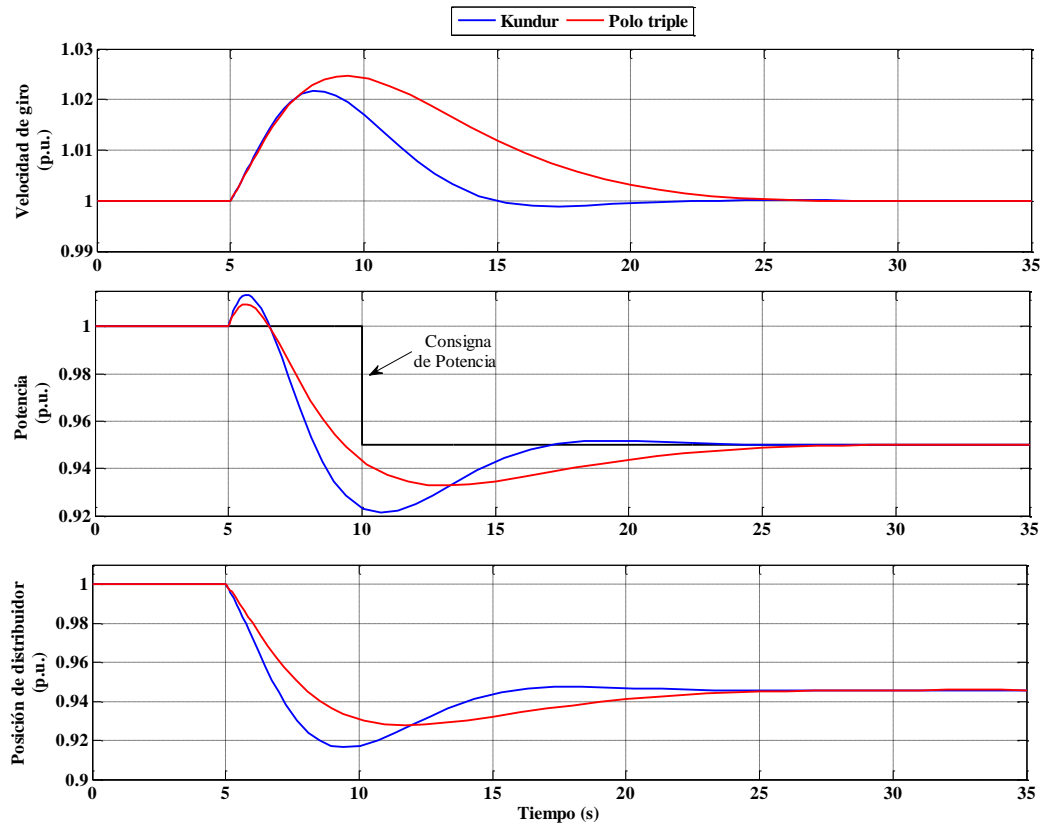
Igualando los términos de las expresiones (25) y (30) se llega a una solución analítica que resulta:

$$\delta = 2,9707 \frac{T_a}{T_r}$$

$$T_r = 7,7835 T_a$$

Para comprobar la conveniencia del ajuste propuesto para modelo rígido frente al criterio clásico de Kundur, se ha creído conveniente aplicarlos a una central hidroeléctrica que cumpla las hipótesis consideradas en el diseño del ajuste de operación en isla y gran longitud de la tubería forzada. La central seleccionada ha sido la central hidroeléctrica de El Hierro, cuyos parámetros se encuentran descritos en la Tabla 3 y en la Tabla 4, y que será estudiada con más detalle en el apartado 5.

En la Figura 2 se muestra la respuesta dinámica de la velocidad ( $n$ ) del grupo, la potencia suministrada y la posición del distribuidor ante un descenso brusco de la potencia demandada del 5% según el ajuste clásico de Kundur y el propuesto anteriormente simulado en un modelo de agua rígida. Todo ello expresado en valores por unidad. Posteriormente, en la Figura 3 se muestra la respuesta de la central ante la misma perturbación simulada en el modelo elástico.



**Figura 2. Respuesta dinámica de la central simulada en modelo rígido**

A la vista de los resultados, cabe señalar la diferencia significativa existente entre la respuesta de la central considerando un modelo de agua rígida o un modelo elástico, para el mismo ajuste. Dichos resultados corroboran las tesis expuestas en [36], donde los autores afirman que los efectos de la elasticidad son notables para parámetros de Allievi inferiores a 2 pero son más importantes aún si este valor desciende por debajo de 1, como es este caso, en el que el parámetro de Allievi tiene un valor de 0,2378. Por ello, parece que queda comprobada la inexactitud del modelo rígido en este caso, el cual puede llevar a resultados erróneos puesto que el régimen permanente, según este modelo se consigue tras 10 segundos, mientras se comprueba que, para el mismo ajuste pero considerando un modelo elástico, éste se alcanza tras varios minutos tanto con el criterio clásico de Kundur como con el criterio propuesto sin la consideración de la elasticidad. Del mismo modo, cabe pensar que es conveniente considerarla en el propio criterio de sintonía.

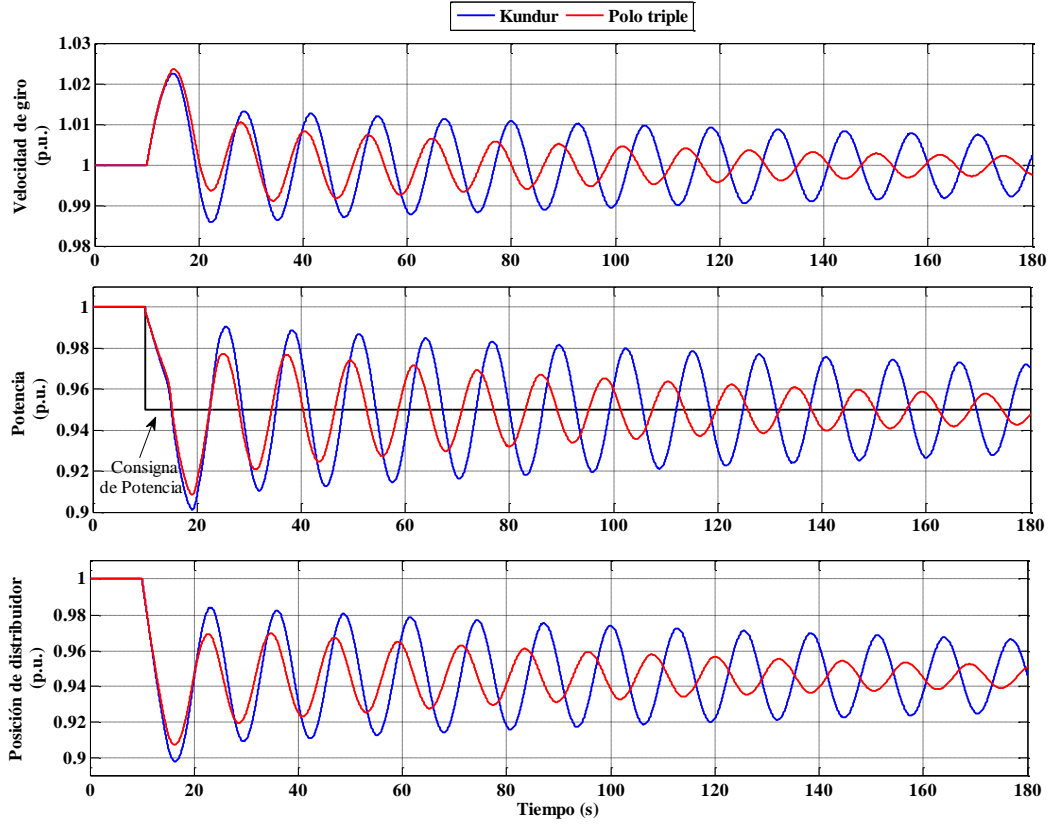


Figura 3. Respuesta dinámica de la central simulada en modelo elástico

## 4.2 Modelo elástico

Según la matriz dinámica del modelo elástico, (19), se obtiene el polinomio característico del sistema:

$$x^4 + \left( \frac{T_a T_e T_r + 0,5 \delta T_m T_a T_r}{\delta T_m T_r T_a T_e} \right) x^3 + \left( \frac{T_r \delta T_m + T_a T_e - T_a T_r}{\delta T_m T_r T_a T_e} \right) x^2 + \left( \frac{T_r - T_a}{\delta T_m T_r T_a T_e} \right) x + \frac{1}{\delta T_m T_r T_a T_e} \quad (28)$$

A partir de éste, se proponen a continuación tres posibles criterios de ajustes:

- Polo doble: El polo doble tiene una de las parejas de polos sobre el eje, es decir sin parte imaginaria, lo que hace que se elimine la oscilación por completo, a cambio de no controlar el sobrepaso de la frecuencia.
- Polo cuádruple: El polo cuádruple prioriza maximizar la parte real, de modo que aunque exista algo de oscilación provocada por la parte imaginaria, como las partes reales se igualan se reduce el tiempo de establecimiento.
- Cancelación del polo lento

#### 4.2.a Polo doble

Con la misma filosofía expuesta en el apartado 4.1.a de ubicación de polos, puede asumirse la existencia de cuatro polos de la forma  $\{a, a, a \pm jb\}$  [18]. Por tanto, la expresión del polinomio característico será:

$$(x - a)(x - a)(x - (a + jb))(x - (a - jb)) = 0 \quad (29)$$

Desarrollando la expresión (29) se obtiene:

$$x^4 + (-4a)x^3 + (6a^2 + b^2)x^2 + (-4a^3 - 2ab^2)x + (a^4 + a^2b^2) \quad (30)$$

Igualando los términos de las expresiones (30) y (28), se llega al sistema de ecuaciones:

$$\left. \begin{aligned} \frac{T_r - T_a}{\delta T_m T_r T_a T_e} &= 4a^3 + 2ab \\ \frac{1}{\delta T_m T_r T_a T_e} &= a^2(a^2 + b) \end{aligned} \right\} \quad (31)$$

Siendo:

$$a = \frac{T_a T_e T_r + 0,5 \delta T_m T_a T_r}{4 \delta T_m T_r T_a T_e}$$

$$b = \sqrt{\frac{T_r \delta T_m + T_a T_e - T_a T_r}{\delta T_m T_r T_a T_e} - 6a^2}$$

Debido a la complejidad de las expresiones, se ha creído conveniente generar sendas superficies de valores de  $T_r$  y  $\delta T_m$  en función de dos parámetros sencillos,  $T_a$  y  $\frac{L}{a_w}$ . Para una mejor interpretación de los resultados, se han representado las curvas de nivel correspondientes a valores de  $T_r$  y  $\delta T_m$  constantes. Así, éstos se muestran en la Figura 4 respectivamente.

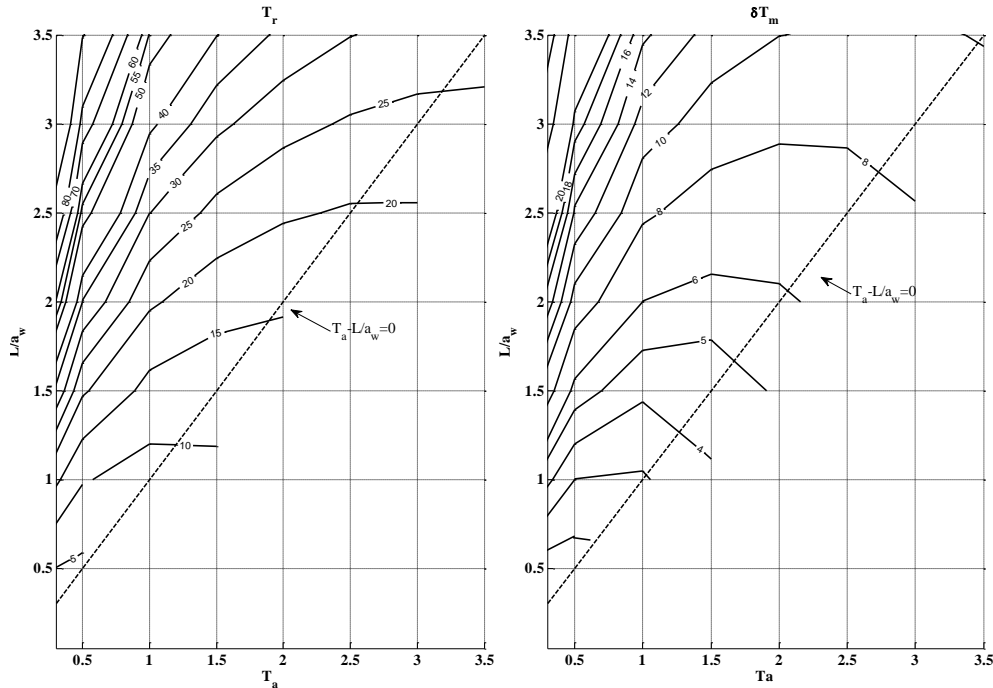


Figura 4. Curvas de igual ajuste para polo doble

#### 4.2.b Polo cuádruple

Siguiendo el mismo razonamiento expuesto en el apartado 4.1.a de ubicación de polos, puede considerarse la existencia de un polo cuádruple de la forma  $\{a \pm jb, a \pm jb\}$ . Por tanto, la expresión del polinomio característico será:

$$(x - (a + jb))^2 (x - (a - jb))^2 = 0 \quad (32)$$

Desarrollando la expresión (29) se obtiene:

$$x^4 + (-4a^3)x^3 + (6a^2 + 2b^2)x^2 + (-4a^3 - 4ab^2)x + (a^4 + 2a^2b^2 + b^4) \quad (33)$$

Igualando términos de las expresiones (30) y (33) se llega al sistema de ecuaciones:

$$\left. \begin{aligned} \frac{T_r - T_a}{\delta T_m T_r T_a T_e} &= -4a^3 - 4ab^2 \\ \frac{1}{\delta T_m T_r T_a T_e} &= a^4 + 2a^2b^2 + b^4 \end{aligned} \right\} \quad (34)$$

Siendo:

$$a = -\frac{T_a T_e T_r + 0,5 \delta T_m T_a T_r}{4 \delta T_m T_r T_a T_e}$$

$$b = \sqrt{\frac{T_r \delta T_m + T_a T_e - T_a T_r}{2 \delta T_m T_r T_a T_e} - 3a^2}$$

Análogamente al apartado 4.2.a, se representan las curvas de nivel correspondientes a valores de  $T_r$  y  $\delta T_m$  constantes en función de dos parámetros sencillos,  $T_a$  y  $\frac{L}{a_w}$ . Así, éstos se muestran en la Figura 5 respectivamente.

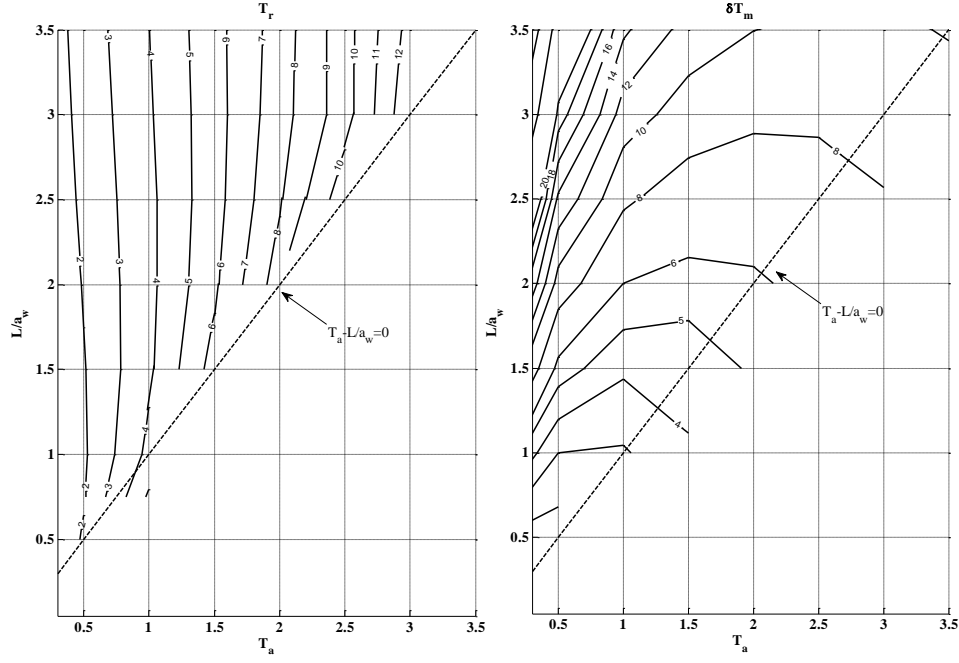


Figura 5. Curvas de ajuste para polo cuádruple

#### 4.2.c Cancelación del polo lento en la función de transferencia

Para la sintonización del controlador con la condición de cancelación del polo lento en la función de transferencia [24], se recurre al dominio de frecuencias. Las ecuaciones que rigen la dinámica de la tubería forzada y la elasticidad de ésta y del agua son (3) y (4) respectivamente, reescribiendo esta última de la forma:

$$\frac{dh}{dt} = 2 \frac{T_a}{T_L^2} (q_t - q) \quad (35)$$

Siendo

$$T_L = \frac{L}{a} \quad (36)$$

Por tanto, en el dominio de frecuencias, (3) y (37) son de la forma:

$$sT_a Q_t = -H \quad (37)$$

$$s \frac{T_L^2}{2T_a} H = Q_t - Q \quad (38)$$

Con las ecuaciones (37) y (38) se obtiene la relación entre  $Q$  y  $H$ :

$$\frac{H}{Q} = -\frac{sT_a}{1 + s^2 \frac{T_L^2}{2}} \frac{T_L}{T_a} Z_0 \quad (39)$$

Siendo

$$Z_0 = \frac{T_a}{L} \quad (40)$$

La expresión (42) coincide con la expresión que se muestra en [37] como función de transferencia de una turbina hidráulica con la consideración de las ondas de presión en la tubería forzada. En dicho trabajo se llega a la misma expresión a partir de un desarrollo matemático con un desarrollo en serie de Taylor de la función tangente hiperbólica, mientras que en esta tesina se llega al mismo resultado con un desarrollo físico.

Aplicando a la ecuación (39) las expresiones del caudal turbinado (12) y del par (13) particularizadas para el caso de una turbina Pelton, Tabla 1, se obtiene:

$$\frac{H}{Z} = -\left( \frac{1}{0,5 + s \frac{T_L^2}{T_a} + \frac{1}{sT_a}} \right) \quad (41)$$

Para la obtención de la ecuación del par en el dominio de frecuencias, se parte de las expresiones (13) y (9) particularizadas para el caso de una turbina Pelton, e introduciendo la relación que impone la expresión (41):

$$C = -N + \left( 1 - \frac{1,5}{0,5 + s \frac{T_L^2}{T_a} + \frac{1}{sT_a}} \right) Z = C_L + kN + sT_m N \quad (42)$$

De donde se obtiene la relación:

$$\frac{N}{Z} = \frac{\left( 1 - \frac{1,5}{0,5 + s \frac{T_L^2}{T_a} + \frac{1}{sT_a}} \right)}{T_m \left( s + \frac{k'}{T_m} \right)} \quad (43)$$

Análogamente, y con la misma asunción de nulidad del estatismo transitorio ( $\sigma = 0$ ), la ecuación del regulador (1) puede escribirse en el dominio de frecuencias como:

$$\frac{Z}{N} = -\left( \frac{1}{\delta T_r s} + \frac{1}{\delta} \right) \quad (44)$$

Finalmente, se obtiene la función de transferencia de lazo abierto:

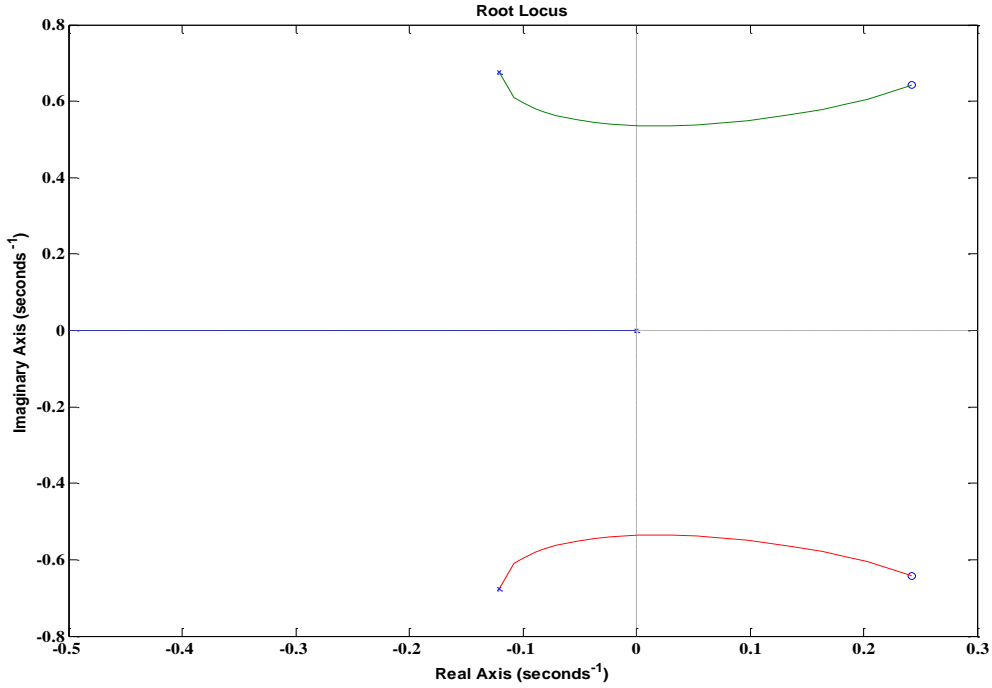


$$G(s) = \frac{\left[ \left( \frac{1}{T_a} + s \left( 0,5 + s \frac{T_L^2}{T_a} \right) \right) - 1,5s \right] \left( s + \frac{1}{T_r} \right)}{s \delta T_m \left( s + \frac{k'}{T_m} \right) \left( \frac{1}{T_a} + s \left( 0,5 + s \frac{T_L^2}{T_a} \right) \right)} \quad (45)$$

Como puede apreciarse en (45), la cancelación del polo lento sucede bajo las mismas condiciones consideradas en el modelo lineal, y asumiendo  $T_m=T_r$ . Así, la función de transferencia resulta ser de tercer orden:

$$G(s) = \frac{\frac{T_L^2}{T_a} s^2 - s + \frac{1}{T_a}}{\frac{T_L^2}{T_a} s^3 + 0,5s^2 + \frac{1}{T_a} s} \frac{1}{\delta T_m} \quad (46)$$

El lugar de raíces correspondiente a la función de transferencia se ha representado en la Figura 6.



**Figura 6. Lugar de Raíces**

Una vez anulado el polo lento, basta con estudiar, en cada caso, en el lugar de raíces de la función de transferencia (46) el punto con menor sobrepaso para así obtener las ganancias del controlador que proporcionan una respuesta rápida y controlada.

#### 4.2.d Comparación de criterios

Al igual que en el apartado 4.1, para comprobar la conveniencia de los distintos ajustes propuestos para modelo elástico entre sí, y con el criterio clásico de Kundur, se han aplicado a una central hidroeléctrica que cumpla las hipótesis consideradas en el diseño, como es la central hidroeléctrica del Hierro. Para la simulación se ha considerado una caída instantánea de potencia demanda del 5%. La respuesta de la central ante dicha perturbación se muestra en la Figura 7. Así mismo, se han considerado ciertos parámetros de calidad de la respuesta, los

cuales se recogen en la Tabla 2, como son los sobrepasos y los errores cuadráticos medios en frecuencia y en potencia, el tiempo de establecimiento y el número de movimientos del distribuidor.

Si se compara el número de movimientos que debe efectuar el distribuidor, se observa la gran disminución de éstos que consiguen los nuevos criterios propuestos con respecto al criterio clásico de Kundur. Dicha reducción supone una gran ventaja, ya que la minimización de dichos movimientos contribuye con la conservación y el mantenimiento del distribuidor, tal como se indica en [35].

Del mismo modo, se consigue reducir el sobrepaso máximo en potencia, así como su error cuadrático medio. Se comprueba la eficacia del criterio propuesto en la reducción del tiempo de establecimiento, objetivo del mismo, consiguiendo que éste se reduzca, en el caso del polo cuádruple a tan solo el 5,06% del tiempo de establecimiento obtenido con el ajuste de Kundur. Bien es cierto que dicha mejora se consigue con un controlador menos enérgico inicialmente, el cual parece no conseguir controlar totalmente el sobrepaso de la frecuencia en los primeros segundos, lo que se deduce del error cuadrático medio de la frecuencia.

Así, al efectuar las simulaciones correspondientes en un modelo de Matlab/Simulink, práctica habitual en otros estudios [38] [39], parece que los criterios propuestos en este trabajo pueden llegar a mejorar la respuesta de la central, frente a la respuesta producida por el ajuste propuesto por Kundur [21], el cual plantea una corrección al ajuste propuesto por Paynter [22] sin incluir ninguno de ellos este tipo de configuraciones de gran tubería forzada y operación en isla.

Se considera el más apropiado el criterio de polo cuádruple, en el que el número de movimientos del distribuidor se considera aceptable para no desencadenar un desgaste excesivo del distribuidor, las desviaciones de frecuencia también son mínimas, las desviaciones de potencia se encuentran controladas y el tiempo de establecimiento de la señal es mínimo.

**Tabla 2. Parámetros de calidad de la respuesta**

Criterio	n		P			z
	$\epsilon_n^2$	$n_{max}$	$T_{2\%}$ (s)	$\epsilon_P^2$	$P_{min}$	
Kundur	1,479	2,27 %	944,8	11,75	-5,15%	>20
Polo doble	4,28	4,47 %	65,66	3,69	-1,04%	2
Polo cuádruple	0,58	2,91 %	52,77	4,26	-4,81%	5
Cancelación polo lento	3,18	4,78 %	101,06	4,54	-2,73%	4

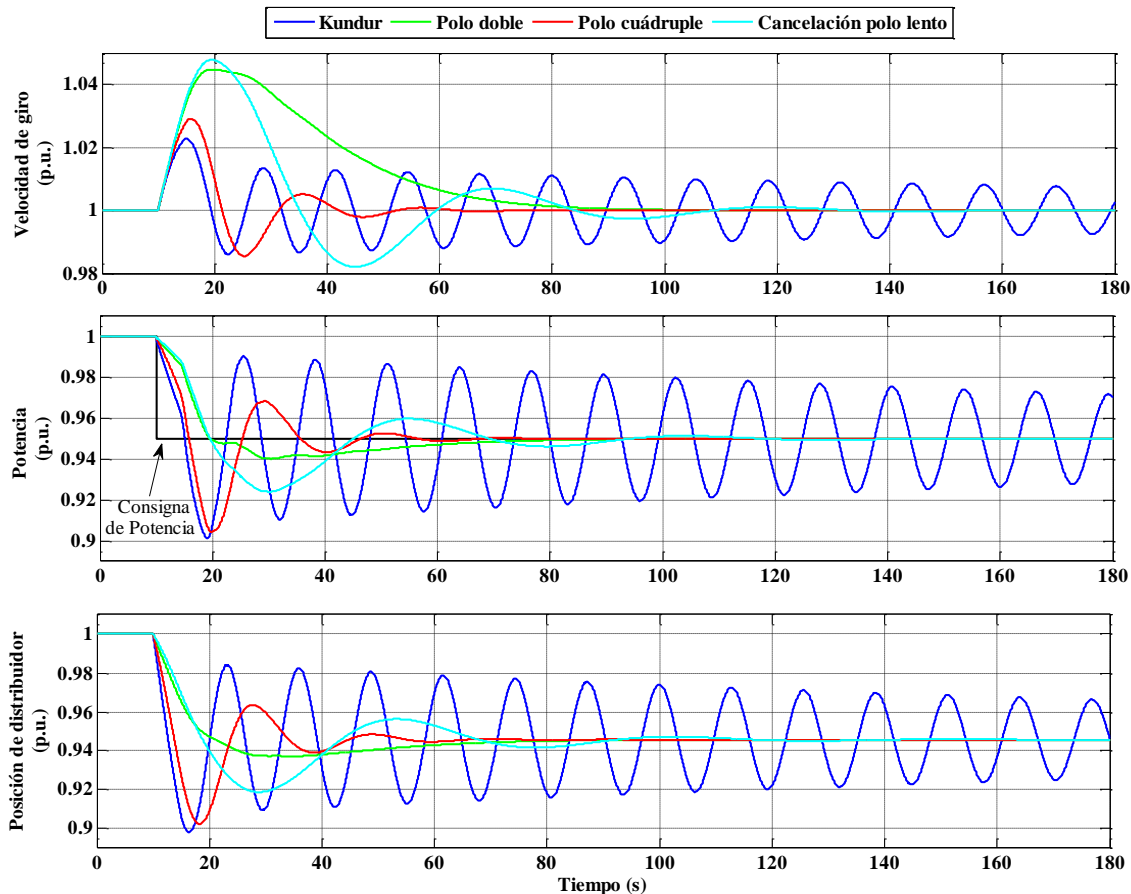


Figura 7. Respuesta dinámica de la central escalón de potencia -5%

## 5. CASO DE ESTUDIO Y RESULTADOS

Las recomendaciones del presente trabajo se han aplicado al sistema energético aislado de la Isla del hierro, Canarias. El Hierro, declarada reserva de la Biosfera por la UNESCO, pretende llegar a ser una isla 100% libre emisiones de dióxido de carbono [40], cuya energía eléctrica provenga únicamente de parques eólicos y una central hidroeléctrica reversible. En este sentido, puede asumirse perfectamente la hipótesis de central con funcionamiento en isla, en la que ésta únicamente alimenta sus propias cargas, ya que las variaciones en la consigna de potencia son asumidas por la central hidroeléctrica y no por el parque eólico, debido a la rapidez y control de la respuesta de la central hidroeléctrica. Los datos geométricos han sido obtenidos de los estudios realizados en [41].

Sobre estos datos, se han efectuado simulaciones sobre un modelo elástico de parámetros concentrados con un total de once acumuladores elásticos repartidos de forma equidistante a lo largo de toda la tubería forzada. Las simulaciones planteadas se comentan en los apartados posteriores.

Se efectúa una simulación por cada ajuste propuesto, así como para el ajuste clásico propuesto por Kundur [21] para, a posteriori, comparar y discutir los resultados.

Los datos del sistema se muestran en la Tabla 3 y en la Tabla 4 mientras que los datos referidos al ajuste según los criterios planteados se muestran en la Tabla 5.

**Tabla 3. Datos geométricos de la central del Hierro**

Longitud tubería forzada	2577 m
Diámetro tubería forzada	1 m
Salto bruto	670 m

**Tabla 4. Datos hidráulicos**

Coeficiente de pérdidas de Darcy	0,015
Caudal nominal	2 m <sup>3</sup> /s
Celeridad de la onda de presión	1193 m/s
Constante de tiempo del agua ( $T_a$ )	1,0276 s
Constante de tiempo elástica ( $T_e$ )	4,1281 s
Relación $\frac{L}{a_w}$	2,16
Parámetro de Allievi ( $\rho$ )	0,2378
$T_m$	6 s

**Tabla 5. Ajustes**

Ajuste Propuesto por	$\delta \cdot T_m$	$T_r$
Kundur	2,3591	5,1236
Polo cuádruple	4,0863	3,8412

## 5.1 Resultados

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones planteadas en modelo no lineal para los distintos ajustes propuestos. Éstas se ajustan a los regímenes de funcionamiento normal y extraordinario [42] de los aerogeneradores del parque eólico adyacente.

### 5.1.a Operación normal

Una consigna habitual en centrales hidroeléctricas que operan en sistemas aislados con alta penetración de energía eólica puede ser un descenso lineal de potencia, ya que incrementos en el régimen de vientos ocasiona un incremento lineal de la potencia producida por los aerogeneradores. Así, se ha considerado una descenso de potencia de 25% de la potencia nominal, (2,83MW) en 60 segundos [43] funcionando la central a plena carga.

A continuación, en la Figura 8, se muestran respectivamente, la respuesta dinámica de la frecuencia, la potencia y la posición del distribuidor para la consigna de potencia considerada según el ajuste clásico de Kundur y el ajuste propuesto en este trabajo de polo cuádruple. Todo ello expresado en valores por unidad y simulado en modelo elástico.

Como puede apreciarse, bajo esta consigna de potencia la central presenta una respuesta totalmente controlada con el criterio de sintonía propuesto. Tras la primera oscilación, la central alcanza su régimen permanente, a diferencia que con el ajuste del controlador de Kundur, en la que la frecuencia oscila repetidas veces hasta alcanzar su valor asintótico. Para ambos ajustes, los límites de frecuencia se encuentran dentro de los límites impuestos en [42] correspondientes con límites del 2% en valores por unidad.

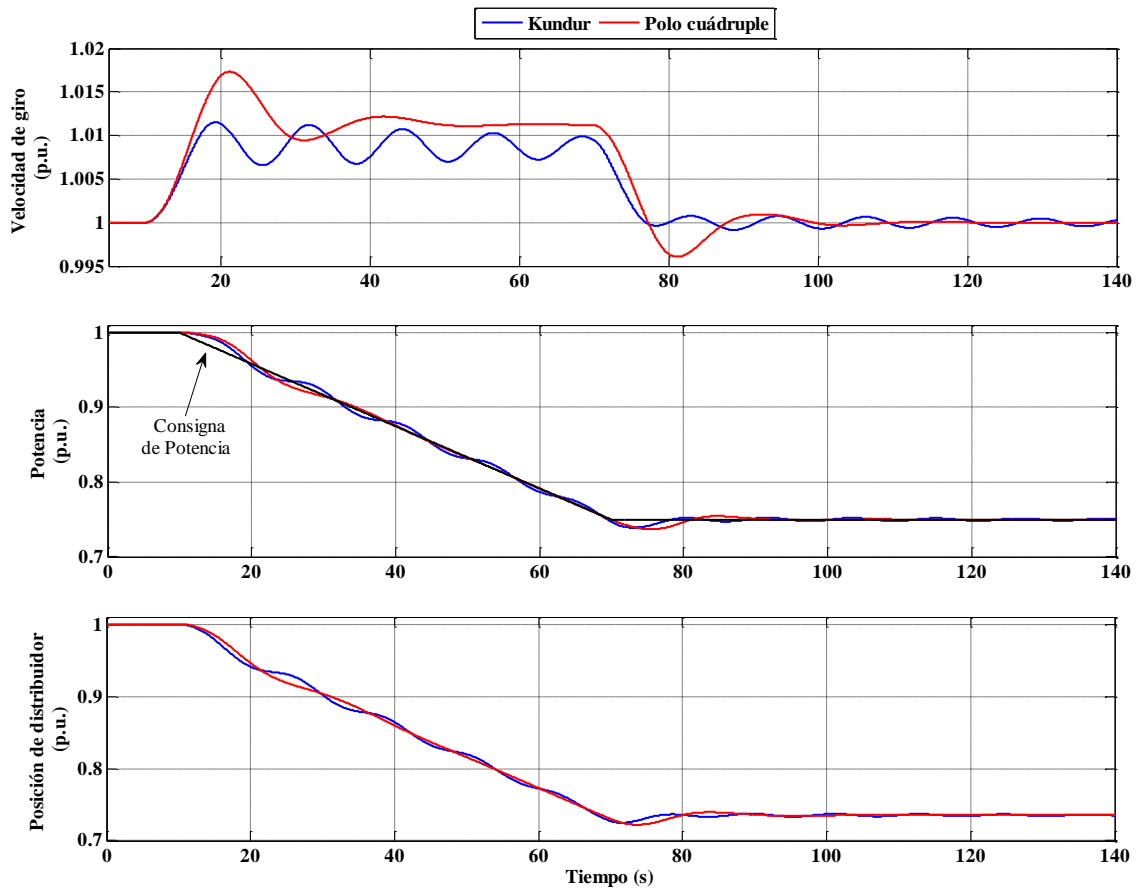


Figura 8. Respuesta dinámica de la central rampa de potencia 25%

### 5.1.b Operación extrema

Una consigna considerada como excepcional o extrema en centrales hidroeléctricas que operan en sistemas aislados con alta penetración de energía eólica puede ser un incremento instantáneo de potencia, ya que corresponde con el disparo de uno de los aerogeneradores del parque. Así, se ha considerado un incremento instantáneo de potencia del 20% (2,264MW), potencia de uno de los aerogeneradores que hay funcionando en la isla, operando la central al 70% de su potencia nominal.

Al igual que en el apartado anterior, en la Figura 9 se muestra la respuesta dinámica de la central considerada, según el ajuste clásico de Kundur y el ajuste propuesto en este trabajo de polo cuádruple. Todo ello expresado en valores por unidad y simulado en modelo elástico.

A la vista de los resultados, en situación extrema, el criterio de ajuste propuesto en este trabajo vuelve a presentar un comportamiento mejor que el ajuste clásico de Kundur, debido a que las oscilaciones se encuentran totalmente controladas en pocos segundos, mientras que para el ajuste clásico el régimen permanente se alcanza tras varios minutos.

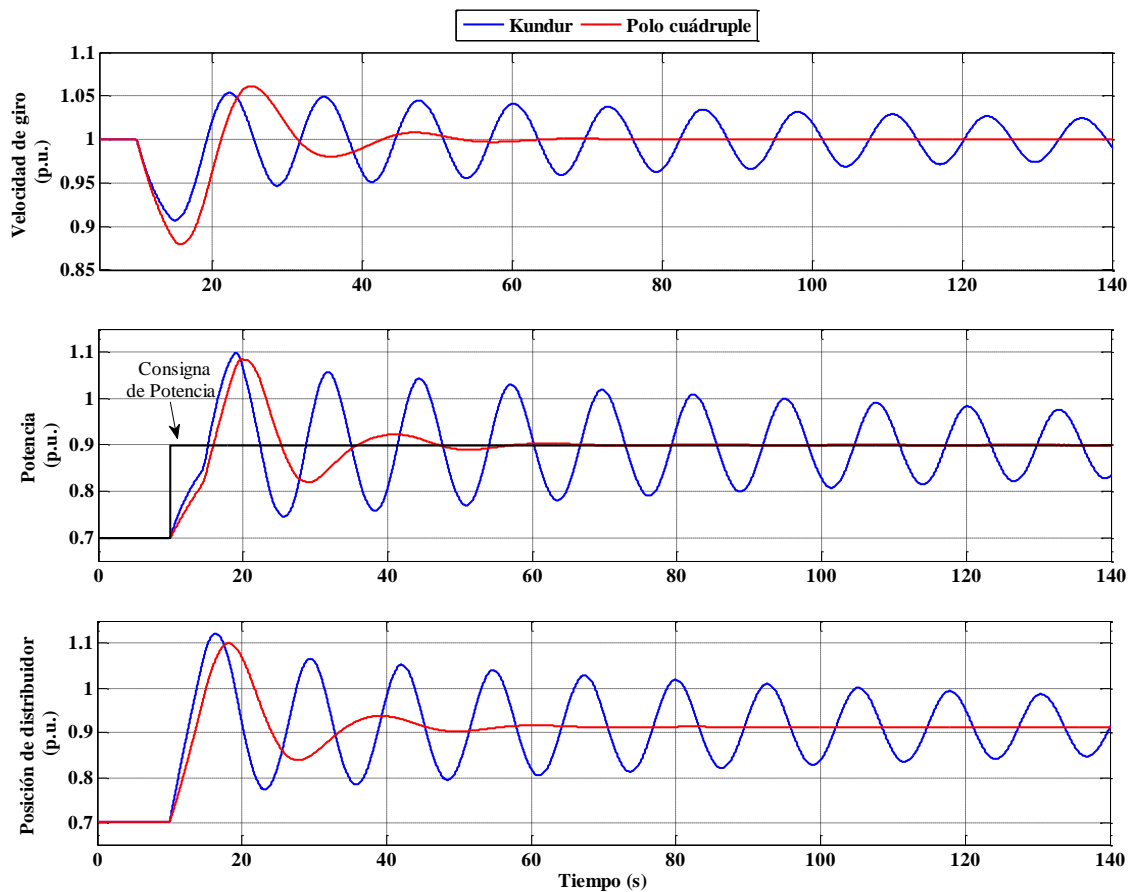


Figura 9. Respuesta dinámica de la central escalón +20%

## 6. CONCLUSIONES

En el presente artículo se proponen una serie de recomendaciones en cuanto al ajuste del controlador PI a partir de la ubicación de los polos del polinomio característico según diversos criterios para centrales hidroeléctricas que operen en isla que dispongan una tubería forzada de gran longitud.

Se ha comprobado que incluso para pequeñas perturbaciones en torno al punto de funcionamiento de la central, las ondas elásticas de presión tienen un peso predominante en la respuesta de la central, por lo que se considera necesaria su consideración a la hora de la sintonización del controlador.

En las recomendaciones presentadas en este trabajo se ha pretendido reducir el tiempo de establecimiento de la respuesta, consiguiendo así que ésta alcance el régimen permanente en un tiempo inferior al que tarda con otros ajustes propuestos en la literatura. A demás de reducir dicho tiempo, también se ha minimizado el número de oscilaciones del régimen transitorio, así como los movimientos del distribuidor.

## Apéndice 1: Nomenclatura

a	Parte real de las soluciones del polinomio característico
$a_w$	Celeridad de la onda de presión
b	Parte imaginaria de las soluciones del polinomio característico
c	Par motor (p.u.)
$c_L$	Par resistente (p.u.)
D	Diámetro de la tubería forzada
F	Sección de la tubería forzada
g	Aceleración de la gravedad
h	Salto neto turbinado (p.u.)
$H_b$	Salto base
$h_c$	Desviación del nivel en la chimenea de equilibrio (p.u.)
j	$\sqrt{-1}$
$k'$	Coefficiente de autorregulación del grupo
$K_{loc}$	Coefficiente de pérdidas de carga localizadas
L	Longitud de la tubería forzada
$mov_z$	Número de movimientos del distribuidor previos al régimen permanente
n	Velocidad de giro de la turbina (p.u.)
$n_{max}$	Sobrepaso máximo de la velocidad de giro
$n_r$	Velocidad de referencia de giro de la turbina (p.u.)
$n_t$	Número de tramos en los que se divide la tubería forzada
$P_{min}$	Potencia mínima suministrada
$Q_b$	Caudal base
$q_t$	Caudal turbinado (p.u.)
r	Coefficiente de pérdidas de carga continuas
$T_{2\%}$	Tiempo de establecimiento
$T_a$	Constante de tiempo de la tubería
$T_d$	Periodo de la oscilación amortiguada
$T_e$	Constante de tiempo elástica
$T_m$	Tiempo de lanzamiento del grupo
$T_r$	Tiempo de reposición del regulador de velocidad
z	Posición del distribuidor (p.u.)
$\beta$	Relación entre $T_r$ y $T_a$ ; $T_r = \beta T_a$
$\gamma$	Relación entre $\delta$ y el cociente de $T_a$ y $T_m$ ; $\delta = \gamma \frac{T_a}{T_m}$
$\delta$	Estatismo transitorio
$\epsilon_n^2$	Error cuadrático medio de la velocidad de giro
$\epsilon_p^2$	Error cuadrático medio de la potencia suministrada
$\sigma$	Estatismo permanente del regulador

## Bibliografía

- [1] C. Bueno y J. Carta, «Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, nº 4, pp. 312-340, 2006.
- [2] C. Vournas y G. Papaioannou, «Modeling and stability of a hydro plant with two surge tanks,» *IEEE Transactions on Energy conversion*, vol. 10, nº 2, pp. 368-375, 1995.

- [3] J. Kaldellis, K. Kavadas y E. Christinakis, «Evaluation of the wind - hydro energy solution for remote islands,» *Energy Conversion and Management*, vol. 42, n° 9, pp. 1105-1120, 2001.
- [4] J. Kaldellis y K. Kavadas, «Optimal wind-hydro solution for Aegean Sea islands' electricity-demand fulfilment,» *Applied Energy*, vol. 70, pp. 333-354, 2001.
- [5] T. Ma, H. Yang, L. Liu y J. Peng, «Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong,» *Renewable Energy*, pp. 7-15, 2014.
- [6] X. Liu y C. Liu, «Eigenanalysis of Oscillatory Instability of a Hydropower Plant Including Water Conduit Dynamics,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 2, pp. 675-681, 2007.
- [7] N. Kishor, R. Saini y S. Singh, «A review on hydropower plant models and control,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, n° 5, pp. 776-796, 2007.
- [8] S. Mansoor, D. Jones, F. Bradley y G. Jones, «Reproducing oscillatory behaviour of a hydroelectric power station by computer simulation,» *Control Engineering Practice*, vol. 8, n° 11, pp. 1261-1272, 2000.
- [9] K. Natarajan, «Robust PID controller design for hydroturbines,» *IEEE Transactions on energy Conversion*, vol. 20, n° 3, pp. 661-667, 2005.
- [10] K. Nagode y I. Skrjanc, «Modelling and internal fuzzy model power control of a Francis water turbine,» *Energies*, vol. 7, n° 2, pp. 874-879, 2014.
- [11] A. Guo, «Self-tuning PID Control of Hydro-turbine Governor Based on Genetic Neural Networks,» de *Advances in Computation and Intelligence. Second International Symposium, ISICA 2007*, Wuhan, China, 2007.
- [12] G. Ruzhekov, T. Slavov y T. Puleva, «Modeling and Implementation of Hydro Turbine Power Adaptive Control based on Gain Scheduling Technique,» de *16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, Hersonissos, Greece, 2011.
- [13] M. H. Chaudhry, «Governing stability of a hydroelectric power plant,» *Water Power*, pp. 131-136, 1970.
- [14] L. Hovey y L. Bateman, «Speed-regulation Test on a Hydro station Supplying an Isolated Load,» *AIEE Transactions on Power Apparatus station supplying an isolated load*, vol. 81, pp. 364-371, 1962.
- [15] S. Hagigara y H. Yokota, «Stability of a hydraulic turbine generating unit controlled by P.I.D. governor,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 98, n° 6, pp. 2294-2298, 1979.
- [16] M. Abdolmaleki, A. Ranjbar, P. Ansarimerh y S. Borjian Boroujeni, «Optimal Tunning Of Temporary Droop Structure Governor in the Hydro Power Plant,» de *2nd IEEE International Conference on Power and Energy*, Johor Baharu, Malaysia, 2008.
- [17] E. Hamedrahmat y A. Yazdizadeh, «Decentralized Self-Tuning Pole Placement Controller for Load Frequency Control in KHOZESTAN Area,» de *18th IEEE International Conference on Control Applications*, Saint Petersburg, Russia, 2009.



- [18] J. I. Sarasúa, J. Fraile-Ardanuy, J. I. Pérez, J. R. Wilhelmi y J. A. Sánchez, «Control of a run of river small hydro power plant,» de *International Conference on Power Engineering Energy and Electrical Devices* , Setubal, PORTUGAL, 2007.
- [19] T. Brezina, J. Kovar y T. Hejc, «Modeling and Control of System with Pump and Pipeline by Pole Placement Method,» de *14th International Conference on Mechatronics*, Trencianske Teplice, Slovakia, 2011.
- [20] P. Dandeno, P. Kundur y J. Bayed, «Hydraulic unit dynamic performance under normal and islanding conditions - Analysis and validation,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-97, nº 6, pp. 2134-2143, 1978.
- [21] P. Kundur, *Power system stability and control*, New York (USA): Mc Graw Hill, 1994.
- [22] H. Paynter, *A Palimpsest on the Electronic Analogue Art*, Boston: Philbrik Researches Inc, 1955.
- [23] M. Murty y M. Hariharan, «Analysis and improvement of the stability of a hydro-turbine generating unit with long penstock,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 103, nº 2, pp. 360-367, 1984.
- [24] L. Wozniak, «A Graphical Approach to Hydrogenerator Governor Tuning,» *Transactions on Energy Conversion*, vol. 5, nº 3, pp. 417-421, 1990.
- [25] C. Sanathanan, «Accurate low order model for hydraulic turbine-penstock,» *IEEE Transactions on energy Conversion*, vol. 2, nº 2, pp. 196-200, 1987.
- [26] C. Nicolet, Y. Pannatier, B. Kawakabani, J.-J. Simond y F. Avellan, «Simulation of transient phenomena in Francis turbine,» de *International Conference in Hydropower, Waterpower XIII*, Buffalo (USA), 2011.
- [27] O. Souza Jr, N. Barberi y A. Santos, «Study of hydraulic transients in hydropower plants through simulation of nonlinear model of penstock and hydraulic turbine model,» *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 14, nº 4, pp. 1269-1272, 1999.
- [28] IEEE , «Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies,» 1992.
- [29] E. Vallarino y L. Cuesta, *Aprovechamientos Hidroeléctricos*, Madrid: Colegio de Caminos, Canales y Puertos, 2000.
- [30] D. Konidaris y J. Tegopoulos, «Investigation of Oscillatory problems of hydraulic generating units equipped with Francis Turbines,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 12, nº 4, pp. 419-425, 1997.
- [31] B. Strah, O. Kuljaca y Z. Vukic, «Speed and Active Power Control of Hydro Turbine Unit,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, nº 2, pp. 424-434, 2005.
- [32] J. R. Wilhelmi, *Análisis de Sistemas Hidroeléctricos*, Madrid: Servicio de Publicaciones Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, 2000.
- [33] R. Oldenburguer y J. J. Donelson, «Dynamic Response of a Hydroelectric Plant,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 81, pp. 403-409, 1962.

- [34] J. I. Sarasua Moreno, Control de minicentrales hidroeléctricas fluyentes. Modelado y estabilidad, Madrid, 2009.
- [35] S. Endo, M. Konishi y H. Imabayasi, «Water Level Control of Small-scale Hydroelectric Power Plant by Deadbeat Control Method,» de *Proceedings of 2000 IEEE International Conference on Industrial Electronics, Control and Instrumentation*, Nagoya, Japan, 2000.
- [36] O. F. Jiménez y M. Chaudhry, «Stability Limits of Hydroelectric Power Plants,» *Journal of energy Engineering*, vol. 113, nº 2, pp. 50-60, 1987.
- [37] C. Vournas, «Second Order Hydraulic Turbine Models for Multimachine Stability Studies,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 5, nº 2, pp. 239-244, 1990.
- [38] J. I. Pérez-Díaz, J. I. Sarasúa y J. R. Wilhelmi, «Contribution of a hydraulic short-circuit pumped-storage power plant to the load–frequency regulation of an isolated power system,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 62, pp. 199-211, 2014.
- [39] J. I. Pérez-Díaz, J. R. Wilhelmi Ayza, I. Galaso Bajo, J. Fraile-Ardanuy, J. Á. Sánchez Fernandez, O. Castaneda Cabrero y J. I. Sarasúa Moreno, «Dynamic response of hydro power plants to load variations for providing secondary regulation reserves considering elastic water column effects,» *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 88, nº 1A, pp. 159-163, 2012.
- [40] G. Iglesias y R. Carballo, «Wave resource in El Hierro- an island towards energy self-sufficiency,» *RENEWABLE ENERGY*, vol. 36, nº 2, pp. 689-698, 2011.
- [41] C. Platero, C. Nicolet, J. Sánchez y B. Kawkabani, «Increasing wind power penetration in autonomous power systems through no-flow operation of Pelton turbines,» *Renewable Energy*, vol. 68, pp. 515-523, 2014.
- [42] BOE, «REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial,» *Boletín Oficial del Estado*, 26 Mayo 2007.
- [43] C. Nicolet, Y. Pannatier, B. Kawkabani, A. Schwery, F. Avellan y J.-J. Simond, «Benefits of Variable Speed Pumped Storage Units in Mixed Islanded Power Network during Transient Operation,» de *16th annual Hydro Conference*, Lyon, France, 2009.